





|   |            |
|---|------------|
| <b>КОРОТКО О КОМПАНИИ</b>   | <b>2</b>   |
| <b>ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ</b>   | <b>3</b>   |
| <b>СТРУКТУРА СОБСТВЕННОСТИ</b>  | <b>4</b>   |
| <b>НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН</b>  | <b>5</b>   |
| <b>1. О КОМПАНИИ</b>  | <b>10</b>  |
| – Обращение председателя Совета директоров  | 12         |
| – Обращение Генерального директора  | 14         |
| – Совет директоров  | 17         |
| <b>2. СОБЫТИЯ 2012 ГОДА</b>   | <b>20</b>  |
| – События 2012 года   | 22         |
| – Оценка деятельности РД КМГ независимыми экспертами                                      | 24         |
| – Котировки акций РД КМГ  | 25         |
| <b>3. ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ</b>   | <b>26</b>  |
| – Добыча и реализация нефти   | 28         |
| – Запасы нефти  | 29         |
| <b>4. РАЗВИТИЕ КОМПАНИИ</b>   | <b>30</b>  |
| – Оптимизация структуры активов   | 32         |
| – Программа модернизации производства   | 32         |
| – Новые проекты и перспективные сделки  | 33         |
| – Геологоразведка на территории Казахстана  | 33         |
| <b>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>  | <b>34</b>  |
| – Социальные проекты в Мангистауской области и в г. Жанаозен                              | 36         |
| – Социальные проекты в Атырауской области   | 36         |
| – Кадровая политика   | 36         |
| <b>6. ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b>   | <b>38</b>  |
| – Безопасность и охрана труда   | 40         |
| – Охрана окружающей среды   | 40         |
| <b>7. ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ</b>   | <b>42</b>  |
| <b>8. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ</b> | <b>56</b>  |
| <b>9. ФАКТОРЫ РИСКА</b>   | <b>72</b>  |
| <b>10. КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ</b>  | <b>78</b>  |
| – Отчет независимых аудиторов   | 79         |
| – Консолидированный отчёт о финансовом положении  | 80         |
| – Консолидированный отчёт о совокупном доходе   | 81         |
| – Консолидированный отчёт о движении денежных средств                                     | 82         |
| – Консолидированный отчёт об изменениях в капитале  | 83         |
| – Примечания к консолидированной финансовой отчётности                                    | 84         |
| <b>ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ</b>  | <b>109</b> |
| <b>СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b>  | <b>110</b> |

**«ЗАДАЧА РД КМГ СЕГОДНЯ –  
ПРОДОЛЖАТЬ ОПТИМИЗАЦИЮ  
РАБОТЫ НА ЗРЕЛЫХ АКТИВАХ  
И ПОИСК НОВЫХ  
ВОЗМОЖНОСТЕЙ РОСТА»**

**АБАТ НУРСЕИТОВ  
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР**

**Миссия**

Миссия РД КМГ заключается в эффективной и рациональной добыче углеводородов с целью максимизации выгод для акционеров Компании, в создании долгосрочных экономических и социальных выгод для регионов деятельности, а также в содействии реализации потенциала каждого сотрудника Компании.

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ, Компания) было образовано в марте 2004 года путем слияния АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ).

РД КМГ входит в тройку лидеров по объему добычи нефти в Казахстане.

По консолидированным объемам РД КМГ контролирует около 15% добычи Казахстана, по консолидированным доказанным запасам – около 3%.

Объем доказанных и вероятных запасов по состоянию на конец 2011 года с учетом долей в компаниях

**Видение**

РД КМГ – ведущая компания в области разведки и добычи углеводородов в Казахстане, один из лидеров нефтегазового бизнеса в Каспийском регионе, способный конкурировать в глобальном масштабе.

ТОО «СП «Казгермунай», ССЕЛ (АО «Каражанбасмунай») и «ПетроКазахстан Инк.» составил около 285 млн. тонн<sup>1</sup> (2 083 млн. баррелей).

Акции Компании размещены на Казахстанской фондовой бирже (KASE), а глобальные депозитарные расписки – на Лондонской фондовой бирже (LSE).

В сравнении с другими компаниями РД КМГ имеет уникальные преимущества, которые состоят в том, что через отношения с материнской компанией НК «КазМунайГаз» РД КМГ имеет приоритетный доступ к нефтегазовым активам и инфраструктуре на территории Казахстана.

# ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

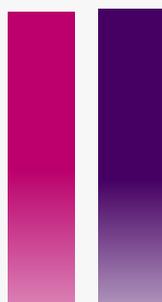
## 699

МЛРД. ТЕНГЕ

чистые денежные  
средства

**ЗАПАСЫ  
КАТЕГОРИИ 2P<sup>1</sup>**  
МЛН. ТОНН

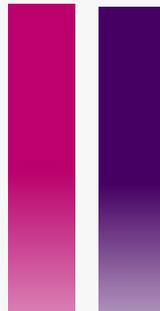
285 285



2011 2012

**ДОБЫЧА НЕФТИ<sup>2</sup>**  
МЛН. ТОНН В ГОД

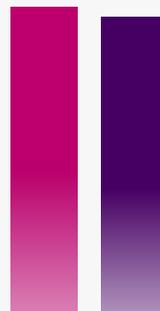
12,3 12,2



2011 2012

**ОБЪЕМ  
РЕАЛИЗАЦИИ<sup>2</sup>**  
МЛН. ТОНН В ГОД

12,5 12,1



2011 2012

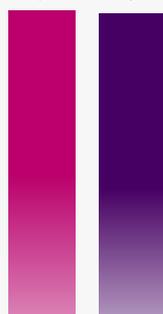
## 155

МЛРД. ТЕНГЕ

потоки денежных  
средств от  
операционной  
деятельности

**ЭКСПОРТ<sup>2</sup>**  
МЛН. ТОНН В ГОД

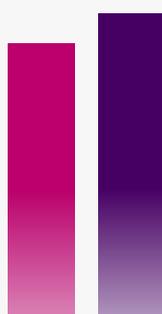
9,6 9,5



2011 2012

**ВЫРУЧКА<sup>3</sup>**  
МЛРД. ТЕНГЕ

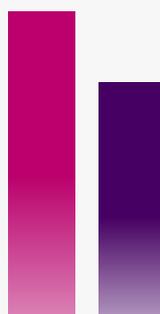
721 797



2011 2012

**ЧИСТАЯ  
ПРИБЫЛЬ<sup>4</sup>**  
МЛРД. ТЕНГЕ

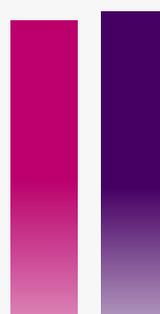
209 161



2011 2012

**КАП. ВЛОЖЕНИЯ<sup>3</sup>**  
МЛРД. ТЕНГЕ

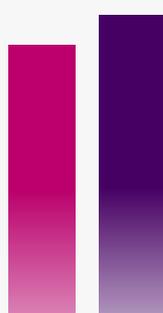
105 108



2011 2012

**ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ  
СРЕДСТВА<sup>5</sup>**  
МЛРД. ТЕНГЕ

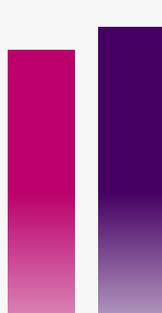
629 699



2011 2012

**ДИВИДЕНД  
НА АКЦИЮ**  
ТЕНГЕ

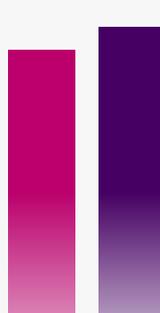
1 300 1 619



2011 2012

**ДИВИДЕНД  
НА ГДР**  
US\$

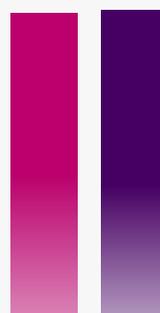
1,46 1,81



2011 2012

**БРЕНТ**  
US\$/БАРРЕЛЬ

111 112



2011 2012

Примечания:

<sup>1</sup> Запасы ОМГ, ЭМГ, КГМ и ССЕЛ по состоянию на конец 2011 г., ПКИ по состоянию на конец 2010 г. Запасы ОМГ, ЭМГ, КГМ и ПКИ в соответствии с отчетами Gaffney, Cline & Associates, CCEL в соответствии с отчетом Miller & Lents, Ltd.

<sup>2</sup> Включая доли в КГМ, ССЕЛ и ПКИ.

<sup>3</sup> Не включая доли в КГМ, ССЕЛ и ПКИ.

<sup>4</sup> Включая убыток от обесценения в размере 75 млрд. тенге (около 500 млн. долларов США) в 2012 году.

<sup>5</sup> Денежные средства, их эквиваленты и прочие финансовые активы (включая облигацию НК КМГ) за вычетом займов (включая долг без права регресса КазМунайГаз ПКИ Финанс Б.В.)

# СТРУКТУРА СОБСТВЕННОСТИ

**РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН**



**ХОЛДИНГ «САМРУК-ҚАЗЫНА»**  
**100%**



**МЕТАЛЛУРГИЯ**  
КАЗАХМЫС 11%

**ФИНАНСОВЫЙ СЕКТОР**  
БТА 97%  
ХАЛЫК БАНК 1%  
КАЗКОММЕРЦБАНК 21%  
АЛЬЯНС БАНК 67%

**ДРУГИЕ НАЦИОНАЛЬНЫЕ КОМПАНИИ**  
КАЗАТОМПРОМ 100%  
КАЗАХТЕЛЕКОМ 51%  
КАЗПОЧТА 100%  
KEGOC 100%

**АКЦИИ В СВОБОДНОМ ОБРАЩЕНИИ**  
**33,9%**

СIC (11% акций, согласно заявлению СIC от сентября 2009 г.)  
ИНОСТРАННЫЕ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ИНВЕСТОРЫ  
КАЗАХСТАНСКИЕ НПФ  
ДРУГИЕ ИНВЕСТОРЫ



**НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ»**  
**100%**



**ДОБЫЧА И РАЗРАБОТКА**  
ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ 20%  
КАШАГАН 16,81%  
КАРАЧАГАНАК 10%  
КАЗМУНАЙТЕНИЗ 100%  
МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ 50%  
КАЗАХТУРКМУНАЙ 51%  
КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ 50%

**ТРАНСПОРТНЫЕ АКТИВЫ**  
КАЗТРАНСОЙЛ 100%  
КАЗТРАНСГАЗ 100%  
КТК 20,75%  
ККТ 50%  
ККМГ 50%

**ПЕРЕРАБОТКА, МАРКЕТИНГ, СЕРВИС**  
КМГ – ПЕРЕРАБОТКА И МАРКЕТИНГ 100%  
АТЫРАУСКИЙ НПЗ 99,5%  
ПКОП 50%  
ПАВЛОДАРСКИЙ НХЗ 100%  
КАЗРОСГАЗ 50%  
ТЕНИЗСЕРВИС 49%  
КИНГ 98%  
РОМПЕТРОЛ 100%



**РАЗВЕДКА ДОБЫЧА КАЗМУНАЙГАЗ**  
**57,9%**

**ДОБЫВАЮЩИЕ АКТИВЫ**  
АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ» 100%  
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» 100%  
ТОО СП «КАЗГЕРМУНАЙ» 50% (2007)  
АО «КАРАЖАНБАСМУНАЙ» 50% (2007)  
«ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК» 33% (2009)

**РАЗВЕДОЧНЫЕ АКТИВЫ**  
ТОО «РД КМГ РАЗВЕДОЧНЫЕ АКТИВЫ» 100% (2010)  
WHITE BEAR 35% (2010)  
ТОО «УРАЛ ОЙЛ ЭНД ГАЗ» (БЛОК «ФЕДОРОВСКИЙ») 50% (2011)  
ТОО «КАРПОВСКИЙ СЕВЕРНЫЙ» (БЛОК «КАРПОВСКИЙ СЕВЕРНЫЙ») 51% (2011)

## О КАЗАХСТАНЕ

НАСЕЛЕНИЕ

**16,9 млн. человек**

ВВП в 2012 г.

**30 073 млрд. тенге  
(201 млрд. US\$)**

ПЛОЩАДЬ

**2,7 млн. км<sup>2</sup>**

РЕАЛЬНЫЙ РОСТ ВВП в 2012 г.

**5%**

СТОЛИЦА

**Астана**

(переведена из Алматы в 1997 г.)

ДОБЫЧА НЕФТИ в 2012 г.

**79 млн. тонн**

НАЦИОНАЛЬНАЯ ВАЛЮТА

**Тенге**

(средний обменный курс в 2012 г. составил  
149,11 тенге за 1 доллар США)

## НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ В ЦИФРАХ

**4,8 млрд. тонн**

Подтвержденные запасы углеводородов

**56,4 млрд. US\$**

Экспорт нефти

**8,8 млрд. м<sup>3</sup>**

Объем экспорта газа

**60%**

От общего экспорта страны  
составляет экспорт нефти

### ОБЗОР ОТРАСЛИ<sup>8</sup>

Согласно данным «BP statistical review of world energy», по подтвержденным запасам нефти Казахстан входит в число 15 ведущих стран мира, обладая 2 % мирового запаса нефти. Нефтегазоносные районы занимают 62 % площади страны и располагают 172 нефтяными месторождениями, из которых более 80 находятся в разработке.

Более 90 % запасов нефти сосредоточено на 15 крупнейших месторождениях: Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол, Каламкас, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Северные Бузачи, Алибекмола, Центральная и Восточная Прорва, Кенбай, Королевское. Месторождения находятся на территории шести из четырнадцати областей Казахстана. Это Актюбинская, Атырауская, Западно-Казахстанская, Карагандинская, Кызылординская и Мангистауская области. При этом примерно 70 % запасов углеводородов сконцентрировано на западе Казахстана.

Наиболее разведанными запасами нефти обладает Атырауская область, на территории которой открыто более 75 месторождений с запасами промышленных категорий 930 млн. тонн. Крупнейшее месторождение области – Тенгизское (начальные извлекаемые запасы – 781 млн. тонн). На долю остальных месторождений области приходится около 150 млн. тонн. Более половины этих запасов сосредоточены на двух месторождениях – Королевское (55 млн. тонн) и Кенбай (31 млн. тонн).

На территории Мангистауской области открыто свыше 70 месторождений с извлекаемыми запасами нефти промышленной категории 725 млн. тонн, конденсата – 5,6 млн. тонн. В эксплуатации находятся менее половины месторождений. Большинство из них – на поздних стадиях разработки. Подавляющая часть остаточных запасов относится к категории трудноизвлекаемых. Крупнейшие месторождения: Узень, Жетыбай, Каламкас, Каражанбас.

Крупнейшим месторождением в Западно-Казахстанской области является Карачаганакское с извлекаемыми запасами жидкого углеводородного сырья около 320 млн. тонн и газа более 450 млрд. м<sup>3</sup>. В сентябре 2005 года было объявлено об обнаружении углеводородного сырья на соседствующем с Карачаганакском блоке Федоровский.

<sup>8</sup> Источники информации: Министерство нефти и газа; Годовой отчет АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг»; Аналитический отчет АО «Рейтинговое агентство РФЦА»; Информационно-аналитический журнал «KazEnergy» №3 (53), июнь 2012; «BP statistical review of world energy June 2012»

Кашаган является одним из самых крупных месторождений в мире, открытых за последние 40 лет, а также крупнейшим нефтяным месторождением на море. Оно расположено в казахстанском секторе Каспийского моря и занимает площадь на поверхности примерно 75х45 километров. Коллектор залегает на глубине порядка 4 200 метров ниже дна моря в северной части Каспийского моря. Освоение месторождения Кашаган в суровых морских условиях Северного Каспия представляет собой уникальное сочетание технологических сложностей и трудностей в системе снабжения. Эти сложности сопряжены с обеспечением безопасности производства, решением инженерно-технических, логистических и экологических задач, что делает данный проект одним из самых крупных и самых сложных отраслевых проектов в мире.

Тенгизское месторождение – это гигантское нефтяное месторождение, территориально относящееся к Прикаспийской нефтегазоносной провинции на севере Каспийского моря. Его нефтеносный коллектор залегает на глубине около 4 000 метров. Тенгизский коллектор протянулся на 19 километров в длину и 21 километр в ширину, а высота нефтеносного пласта составляет 1,6 километра. Общие разведанные запасы в разбуренных и неразбуренных участках коллектора Тенгизского месторождения прогнозируются в объеме 3,1 млрд. тонн или 26 млрд. баррелей.

Еще одним перспективным регионом с точки зрения нефтегазового потенциала является Актюбинская область. Здесь открыто около 25 месторождений. Наиболее значимым геологическим открытием в этом регионе является Жанажольская группа месторождений с извлекаемыми запасами нефти и конденсата около 170 млн. тонн. В 2005 году было объявлено об открытии на центральной блоке восточной части Прикаспийской впадины нового месторождения Умит.

Основной нефтедобывающей отрасли Кызылординской и Карагандинской областей является Кумкольская группа месторождений – пятая по значимости нефтегазовая провинция Казахстана. Летом 2005 года работающая в этом регионе компания «ПетроКазахстан» объявила об обнаружении коммерческих запасов нефти на лицензионной территории Кольжан, которая прилегает к северной границе месторождения Кызылкия.

### **КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ**

По данным Министерства нефти и газа РК подтвержденные запасы углеводородов, как на суше, так и на шельфе, оцениваются в пределах 4,8 млрд. тонн или более 35 млрд. баррелей, в то время как, по состоянию на 2001 год, разведанные балансовые запасы нефти составляли только 2,9 млрд. тонн. Более того, прогнозные запасы нефти, по оценкам некоторых экспертов, только по месторождениям, расположенным в казахстанском секторе Каспийского моря, могут составлять более 17 млрд. тонн или 124 млрд. баррелей. Учитывая запасы нефти и газа, а также постоянно растущие объемы добычи, в обозри-



мой перспективе Казахстан будет продолжать оставаться в эпицентре мировой нефтедобычи.

По информации Министерства нефти и газа, добыча нефти и газового конденсата по итогам 2012 года составила 79,2 млн. тонн. Для сравнения, в 1998 году добыча нефти была на уровне 25,9 млн. тонн. По объему добычи природного газа (40,1 млрд. м<sup>3</sup> в 2012 году) Казахстан занимает одно из ведущих мест в СНГ.

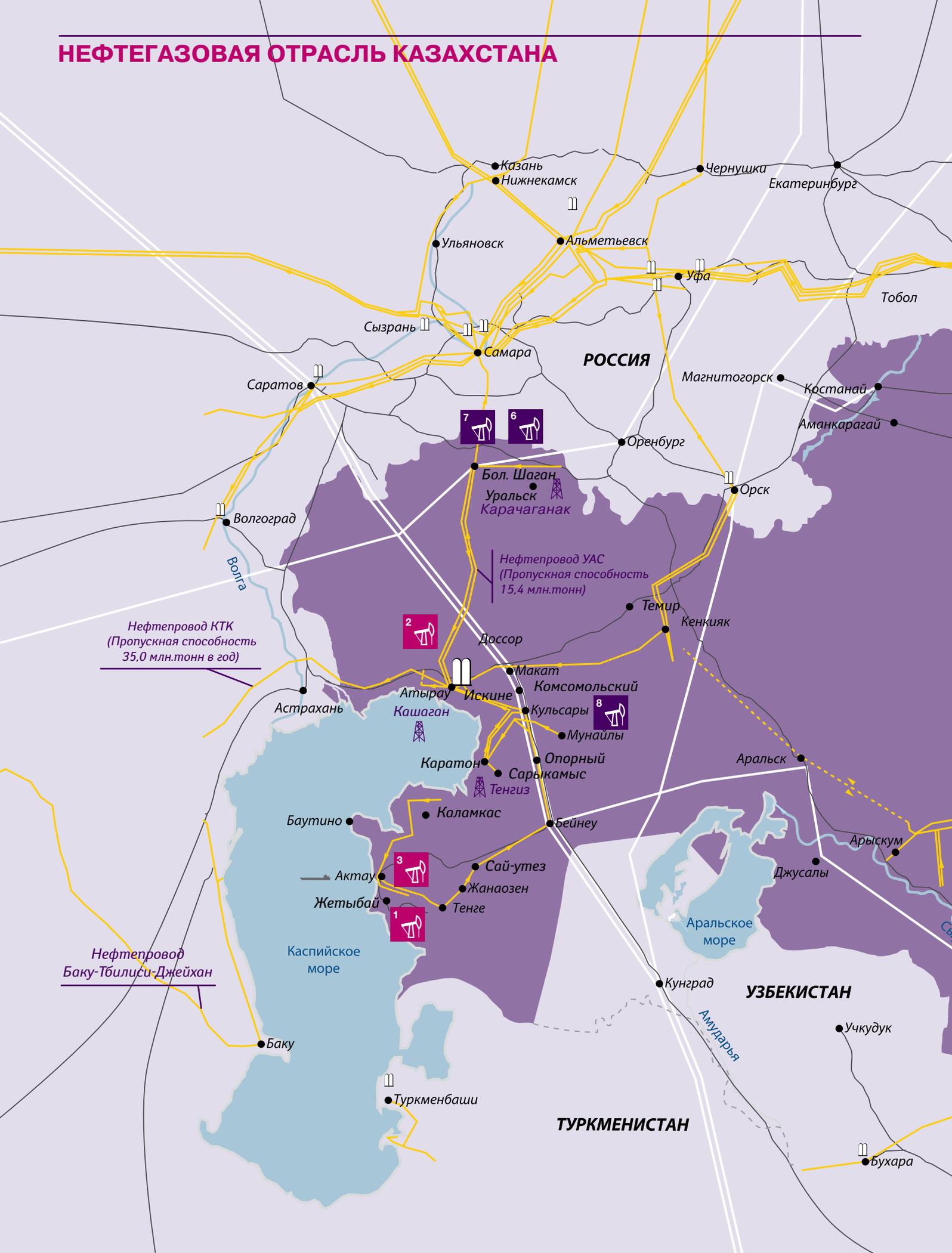
На нефте- и газоперерабатывающих предприятиях республики в 2012 году было переработано 14,2 млн. тонн нефти и произведено 2,2 тыс. тонн сжиженного углеводородного газа. Объем внутреннего потребления природного газа составил 10,5 млрд. м<sup>3</sup>.

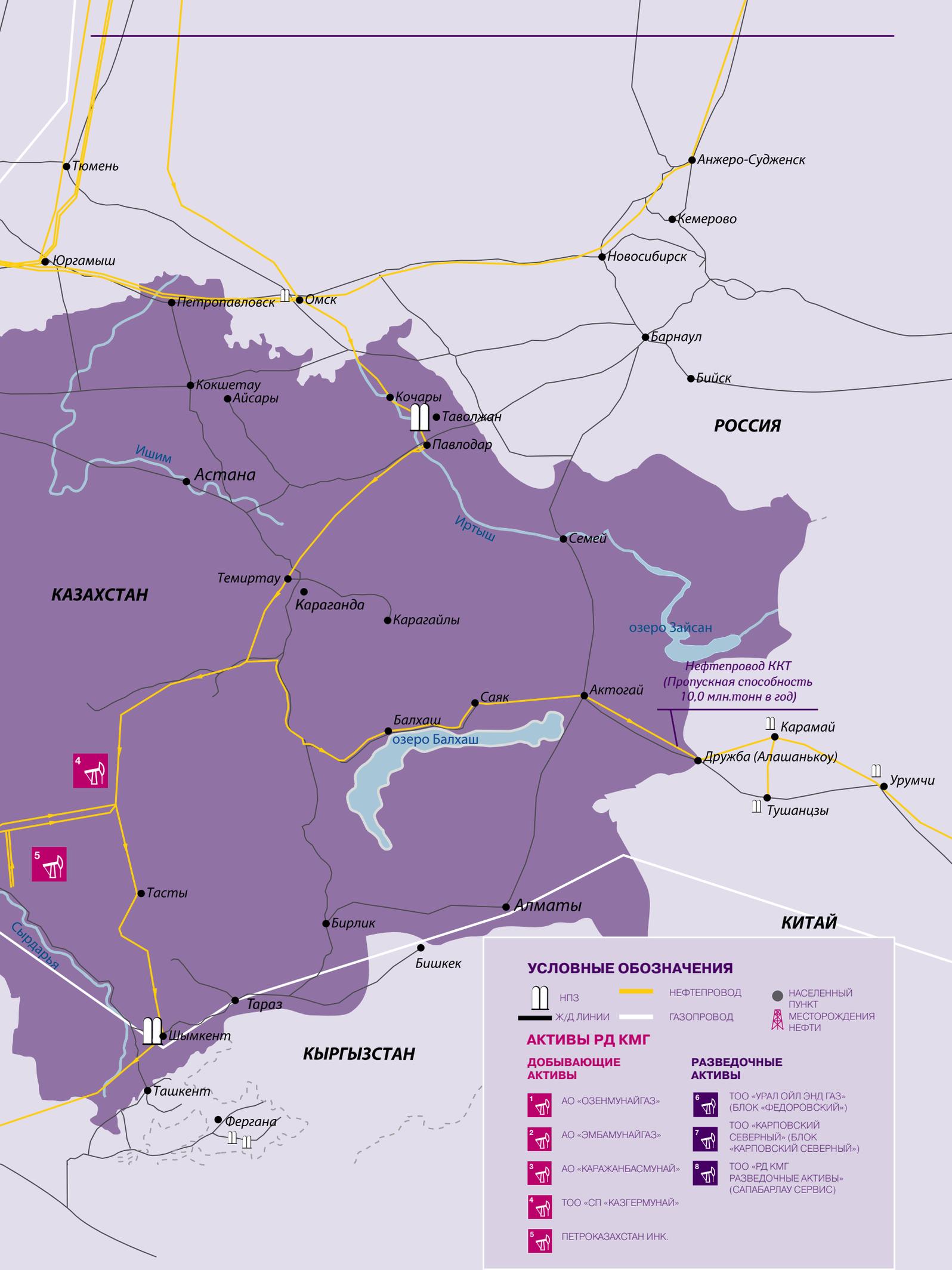
Казахстан экспортирует основную часть добываемой нефти по нефтепроводам. В 2012 году объем экспорта нефти составил 68,6 млн. тонн, в том числе по нефтепроводам: «Атырау-Самара» – 15,4 млн. тонн, КТК – 27,9 млн. тонн, «Атасу-Алашанькоу» – 10,4 млн. тонн. В денежном выражении экспорт нефти составил сумму, эквивалентную 56,4 млрд. долл. США, что составляет 60% от общего экспорта страны.

Объем экспорта газа из РК в 2012 году составил 8,8 млрд. м<sup>3</sup>. При этом объем международного транзита газа через территорию РК за этот же период составил 96,5 млрд. м<sup>3</sup>.

В перспективе объем добычи нефти и газа в Казахстане будет иметь тенденцию к значительному росту. Увеличение объемов производства казахстанской нефти и газа связывается с тремя факторами. Во-первых, это обусловлено значительным притоком инвестиций. Во-вторых, складывается благоприятная конъюнктура на мировых рынках углеводородного сырья. В-третьих, дальнейшему наращиванию ресурсного потенциала отрасли будет способствовать также проводимое широкомасштабное изучение участков недр в акватории Каспийского и Аральского морей.

# НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ КАЗАХСТАНА





РОССИЯ

КАЗАХСТАН

КИТАЙ

КЫРГЫЗСТАН

**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

-  НПЗ
-  НЕФТЕПРОВОД
-  НАСЕЛЕННЫЙ ПУНКТ
-  Ж/Д ЛИНИИ
-  ГАЗОПРОВОД
-  МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

**АКТИВЫ РД КМГ**

- | <b>ДОБЫВАЮЩИЕ АКТИВЫ</b>  | <b>РАЗВЕДОЧНЫЕ АКТИВЫ</b>  |
|---|--|
|  1 АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»     |  6 ТОО «УРАЛ ОЙЛ ЭНД ГАЗ» (БЛОК «ФЕДОРОВСКИЙ»)            |
|  2 АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»     |  7 ТОО «КАРПОВСКИЙ СЕВЕРНЫЙ» (БЛОК «КАРПОВСКИЙ СЕВЕРНЫЙ») |
|  3 АО «КАРАЖАНБАСМУНАЙ»  |  8 ТОО «РД КМГ РАЗВЕДОЧНЫЕ АКТИВЫ» (САПАБАРЛАУ СЕРВИС)    |
|  4 ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ» |  |
|  5 ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК.   |  |

# О КОМПАНИИ

**9,5** МЛН. ТОНН  
ЭКСПОРТ

**161** МЛРД. ТЕНГЕ  
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ

РД КМГ входит в тройку лидеров по объему добычи нефти в Казахстане. По консолидированным объемам компания контролирует около 15% добычи Казахстана, по консолидированным доказанным запасам – около 3%.





**ЛЯЗЗАТ КИИНОВ**  
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

«РД КМГ –  
КРУПНЕЙШИЙ НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИК  
И СОЦИАЛЬНО ОТВЕТСТВЕННАЯ  
КОМПАНИЯ, ИГРАЮЩАЯ ВАЖНУЮ  
ЭКОНОМИЧЕСКУЮ РОЛЬ В РЕГИОНАХ  
СВОЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.»

## О КОМПАНИИ ОБРАЩЕНИЕ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

2012 год для РД КМГ – год серьезных преобразований в социальной и производственной сферах Компании. Основными приоритетами этого периода стали: стабилизация социальной ситуации на основных активах, начало реализации полномасштабной модернизации производственного цикла, стабилизация добычи для последующего роста.

РД КМГ фактически осуществила «перезагрузку» в отношениях с персоналом, направив все усилия на то, чтобы выстроить контакты с персоналом и населением регионов деятельности и тем самым минимизировать риски протестных проявлений. Сегодня можно констатировать, что социальная обстановка в «Озенмунайгазе» нормализовалась. Но РД КМГ в новом витке своей истории стоит лишь в начале большого пути, перед ней – большие задачи.

По-прежнему остро стоит вопрос наращивания объемов добычи. Основная причина низких темпов производства – неустойчивость технологического процесса, вызванная изношенностью оборудования и его уязвимость перед негативными факторами. Для комплексного решения проблем и дальнейшего развития РД КМГ Советом директоров был утвержден план модернизации производства. Программа модернизации призвана не только стабилизировать добычу нефти, но и улучшить условия труда. Данная программа позволит минимизировать риски срыва производственных планов, а также в полной мере реализовывать потенциал добывающих активов РД КМГ в дальнейшем.

Сегодня Узеньское месторождение является одним из крупнейших действующих месторождений в Казахстане не только по уровню запасов, но и по своей социальной значимости – в его обслуживании задействовано около 14,5 тыс. человек. Узень – это весомый актив в масштабе всей страны, поэтому в 2012 году решением его проблем занималась не только РД КМГ, но и Национальная компания «КазМунайГаз», ФНБ «Самрук-Қазына», Министерство труда и социальной защиты РК, Министерство нефти и газа РК.

В 2013 году планируется, что в АО «Озенмунайгаз» будет добыто около 5,3 млн. тонн (107 тыс. баррелей в сутки), а в АО «Эмбамунайгаз» около 2,8 млн. тонн (57 тыс. баррелей в сутки). Мы считаем, что при условии выполнения поставленных задач по модернизации производства и слаженной работе трудовых коллективов предприятий, это вполне реалистичный уровень добычи. И мы уверены, что потенциал все еще огромного по своим размерам месторождения Узень еще больше.

Согласно официальным прогнозам Правительства РК и НК «КазМунайГаз», Совет директоров РД КМГ утвердил бюджет на 2013 год с учетом цены за баррель нефти марки Brent в 90 долл. США. Капитальные вложения в 2013 году

планируются в размере 191 млрд. тенге (1 288 млн. долл. США). Рост капитальных вложений в основном связан с инвестициями в программу модернизации и реализацией программы геологоразведки, которая остается одним из перспективных направлений развития РД КМГ. Все эти расходы направлены на повышение операционной и финансовой эффективности в будущем. Важным параметром одобрения такого повышения расходов является обеспечение рентабельности производства и стабилизации операционных и капитальных расходов в будущем.

РД КМГ – крупнейший налогоплательщик и социально ответственная компания, играющая важную экономическую роль в регионах своей деятельности. Несмотря на временные трудности на собственных активах, РД КМГ, как и прежде, является одним из лидеров отечественной нефтегазовой отрасли и входит в первую тройку по уровню добычи в Казахстане. Долевое участие РД КМГ мв ТОО «СП «Казгермунай», ССЕС и «ПетроКазахстан Инк.» в значительной мере компенсировали проблемы в производственных подразделениях РД КМГ хорошими производственными и финансовыми результатами консолидированной добычи. Партнерские отношения с этими компаниями уже доказали свою успешность и являются крепким фундаментом для дальнейшего развития.

РД КМГ имеет особое значение для холдинга «КазМунайГаз». Это единственная крупная казахстанская нефтяная компания, которая прошла листинг на Лондонской и Казахстанской биржах, что свидетельствует о высоком уровне ее прозрачности и открытости, о высоких стандартах корпоративного управления. При этом РД КМГ – единственный в республике нефтегазовый оператор, который обеспечен государственной поддержкой и представляет интерес для отечественных и зарубежных инвестиций.

Благодаря доступу к рынкам капитала, РД КМГ самостоятельно решает задачи по консолидации нефтегазовых активов в составе группы НК КМГ, без отвлечения средств материнской компании, что позволяет НК КМГ концентрировать усилия на собственных ключевых проектах.

Свои стратегические задачи РД КМГ решает в тесном партнерстве с НК КМГ, и это партнерство будет только укрепляться. Национальная компания «КазМунайГаз» будет и впредь поддерживать проекты РД КМГ, гарантируя защиту интересов государства, работников компании и акционеров.

**ЛЯЗЗАТ КИИНОВ**  
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ



**АБАТ НУРСЕЙТОВ**  
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР

«НАШЕЙ ЗАДАЧЕЙ В 2012  
ГОДУ БЫЛО ОБЕСПЕЧИТЬ  
КОМПАНИИ КРЕПКИЕ ТЫЛЫ НА  
ПРОИЗВОДСТВЕ»

## О КОМПАНИИ ОБРАЩЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА

Я вступил в должность генерального директора РД КМГ в январе 2013 года, сменив на посту Алика Айдарбаева, возглавившего администрацию Мангистауской области. Как заместитель генерального директора по производству я был не только свидетелем масштабных изменений, осуществленных в Компании в 2012 году, но и принимал активное участие в реализации проектов по выводу Компании из репутационного кризиса, вызванного длительным трудовым конфликтом.

Мы пережили не самые лучшие времена, но сумели вынести уроки из сложившейся ситуации. Весь прошлый год в Компании шла интенсивная работа по выстраиванию внутренних коммуникаций с трудовыми коллективами. Были разработаны и внедрены механизмы «обратной связи» с работниками РД КМГ, чтобы любой насущный вопрос мог быть вынесен на обсуждение и решен в кратчайшие сроки. Была разработана система повышения мотивации персонала, проводились тренинги по решению трудовых споров и медиации, мероприятия по усилению корпоративного духа. Наша задача в 2012 году была вернуть доверие и лояльность трудовых коллективов, обеспечить Компании крепкие тылы на производстве.

Сегодня мы наблюдаем позитивные сдвиги в отношениях с персоналом, и убедились в правильности принятых решений. Мы надеемся, что они будут способствовать сплочению многотысячного коллектива РД КМГ и дадут новый импульс развитию конструктивного диалога и взаимного уважения. В этой сфере мы работаем не в одиночку. Министерство нефти и газа РК, фонд «Самрук-Қазына», наша материнская компания «КазМунайГаз» и местные исполнительные органы оказывают нам всестороннюю поддержку.

В 2012 году были внесены существенные изменения в структуру управления и бизнес-процессы Компании. Так, производственные филиалы «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз» были преобразованы в акционерные общества, 100% акций которых принадлежат РД КМГ. Это обеспечило необходимую ответственность и оперативность менеджмента непосредственно на производстве и повысило уровень прозрачности предприятий. Кроме того, были созданы две новые сервисные компании, которые не только будут оказывать услуги РД КМГ и другим нефтедобывающим компаниям, но и снижают социальную напряженность в регионе.

Операционные результаты РД КМГ за 2012 год свидетельствуют о том, что добыча на основных активах была стабилизирована. С учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай», «ССЕЛ» и «ПетроКазахстан» в 2012 году Компания добыла 12 191 тыс. тонн нефти (247 тыс. баррелей в сутки), что всего на 1% меньше, чем в 2011 году. После продолжительной забастовки в конце 2011 года РД КМГ все еще необходимо время для восстановления прежних объемов производства. Инфраструктура на некоторых промыслах изношена, не все оборудование отвечает современным требованиям. Поэтому в 2012 году мы запустили масштабную программу модернизации, которая позволит нам после ее завершения стабилизировать производственные процессы в АО «Озенмунайгаз», сделать их устойчивыми ко всем внешним негативным факторам. Здесь будет работать уникальный для СНГ цех по диагностике и ремонту подземного оборудования, будет построена нефтебаза, два участка по подготовке жидкости для глушения скважин, цех по сервисному обслуживанию нефтепромыслового оборудования, цех по ремонту нефтяного оборудования, автосервисный центр по обслуживанию 1000 единиц автотранспорта и спецтехники. Помимо этого будут реконструированы система закачки воды в пласт блочно-кустовой насосной станции и система сбора и транспортировки жидкости. Введение в эксплуатацию этих объектов позволит нам значительно повысить эффективность производства. Программа рассчитана на среднесрочную перспективу, с объемом инвестиций – около 100 млрд. тенге. В 2013 году на реализацию этой программы и в целом на решение проблем наших добывающих активов будет направлен максимум внимания, ресурсов, энергии.

Несмотря на то, что АО «Озенмунайгаз» разрабатывает зрелое месторождение, у него есть свои перспективы развития. В течение 2012 года проводились широкомаштабные исследования потенциала Узеньского месторождения, по результатам которых независимые эксперты сделали вывод, что у месторождения есть будущее. Но исследования также показали: для того, чтобы промыслы были рентабельными, необходимо пересмотреть подходы к производственному процессу. Поэтому в 2012 году началась работа по внедрению современных методов повышения нефтеотдачи, закуплено новое оборудование, большая часть промышленных работ будет автоматизирована.

---

## **О КОМПАНИИ**

# **ОБРАЩЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА**

В 2012 году на Узеньском месторождении впервые была пробурена горизонтальная скважина, где среднесуточный дебит скважины составил около 22 тонн в сутки. Основываясь на позитивных результатах и с учетом присутствующей инфраструктуры, мы намерены продолжить бурение горизонтальных скважин и в 2013 году.

РД КМГ находится в начале пути по реализации масштабной среднесрочной программы геологоразведочных работ. Мы придерживаемся принципа, что инвестиции в геологоразведку должны быть, прежде всего, экономически оправданными. Поэтому Компания провела жесткую фильтрацию объектов программы геологоразведочных работ на предмет перспективности вложений и намерена в дальнейшем проводить разведку и доразведку точно и по сути прагматично.

В настоящее время стратегия РД КМГ рассматривается с учетом обновленной стратегии НК «КазМунайГаз». Мы планомерно наращиваем мощь для того, чтобы укрепить позиции одной из ведущих нефтегазовых компаний в Казахстане. Наши ключевые задачи – это увеличение консолидированного объема добычи, восполнение и при-

рост запасов углеводородов путем приобретения новых активов и геологоразведочных работ, а также оптимизация производства на основных месторождениях РД КМГ.

Мы, как и ранее, намерены содействовать улучшению социальных условий в регионах присутствия, способствовать обучению и профессиональному росту молодого поколения нефтяников, решать вопросы экологии и безопасности производства.

Наша компания уже зарекомендовала себя добросовестным недропользователем, прибыльным предприятием и ответственным партнером перед своими акционерами. Задача РД КМГ сегодня – соответствовать этой репутации и продолжать работу по дальнейшему гармоничному росту.

**АБАТ НУРСЕИТОВ**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР

## О КОМПАНИИ СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ

ОРГАНОМ УПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ ЯВЛЯЕТСЯ СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ, А ИСПОЛНИТЕЛЬНЫМ ОРГАНОМ – ПРАВЛЕНИЕ КОМПАНИИ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР, ВОЗГЛАВЛЯЮЩИЙ ПРАВЛЕНИЕ, ЯВЛЯЕТСЯ ТАКЖЕ ЧЛЕНОМ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ЕДИНСТВЕННЫМ ПРЕДСТАВИТЕЛЕМ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА КОМПАНИИ В СОВЕТЕ ДИРЕКТОРОВ. ЕЩЕ ЧЕТВЕРО ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ, ВКЛЮЧАЯ ЕГО ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ЛЯЗЗАТА КИИНОВА, ЯВЛЯЮТСЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЯМИ АО «НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ». В СОСТАВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В 2012 г. ТАКЖЕ ВХОДИЛИ ТРИ НЕЗАВИСИМЫХ ДИРЕКТОРА.



**ЛЯЗЗАТ КИИНОВ**  
**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ РД КМГ,**  
**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ**  
**АО НК «КАЗМУНАЙГАЗ».**

Ляззат Киинов – Председатель Правления АО НК «КазМунайГаз», избран членом Совета директоров РД КМГ 27 февраля 2012 года, председателем Совета директоров – 13 марта 2012 года. Окончил Казахский политехнический институт. Доктор технических наук, академик международной инженерной академии. В нефтегазовой отрасли работает с 1971 года. Прошел все ступени профессионального развития в нефтегазовом производстве, работал оператором по добыче нефти и газа НГДУ «Жетыбайнефть», главным инженером территориально-производственного управления «Мангышлакнефтепромхим», начальником НГДУ «Каражанбасстернафть», «Комсомольскнефть». Занимал руководящие должности в АО НК «КазМунайГаз», Каспийском трубопроводном консорциуме, Министерстве нефти и газа РК. В разные годы возглавлял Мангистаускую область. Награжден Орденом «Парасат», медалью «10 лет Независимости Республики Казахстан».



**АБАТ НУРСЕИТОВ**  
**ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР,**  
**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ РД КМГ.**

Абат Нурсеитов вступил в должность генерального директора РД КМГ в январе 2013 года. Господин Нурсеитов работает в Компании с октября 2006 года. Ранее он работал заместителем генерального директора по производству и Управляющим директором по производству РД КМГ. Окончил Казахский политехнический институт им. Ленина. В нефтегазовом секторе с 1986 года, прошел трудовой путь от оператора по добыче нефти и газа до начальника ЦДНГ «Жетыбайнефть», занимал разные руководящие должности в КазНИПинефть, ЗАО «Тургай-Петролеум», казахстанском филиале «ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис». Награжден медалями к 100-летию и 110-летию Казахской нефти.

## О КОМПАНИИ СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ



**ЕРЖАН ЖАНГАУЛОВ**  
**РУКОВОДИТЕЛЬ ЮРИДИЧЕСКОЙ**  
**СЛУЖБЫ АО НК «КАЗМУНАЙГАЗ».**

Ержан Жангаулов с февраля 2012 года занимает должность Руководителя юридической службы АО НК «КазМунайГаз». Ранее работал управляющим директором по правовому обеспечению, исполнительным директором по правовому обеспечению, советником Вице-Президента АО НК «КазМунайГаз». Занимал должность директора юридического департамента ЗАО «НК «Транспорт Нефти и Газа», заведующего отделом юридической службы Управления службы Делами Президента Республики Казахстан, работал консультантом отдела законодательства, обороны и правопорядка Канцелярии Премьер-Министра Республики Казахстан, помощником министра юстиции РК. По образованию – юрист, окончил Карагандинский государственный институт в 1992 году.



**АСИЯ СЫРГАБЕКОВА**  
**ФИНАНСОВЫЙ ДИРЕКТОР**  
**АО НК «КАЗМУНАЙГАЗ».**

Асия Сыргабекова назначена финансовым директором АО НК «КазМунайГаз» в июле 2009 года, избрана в Совет директоров РД КМГ 26 марта 2010 года. До этого назначения с июля 2006 г. являлась управляющим директором по экономике и финансам АО НК «КазМунайГаз», Председателем правления Народного Банка в 2004–2005 гг., первым заместителем Председателя правления Народного Банка в 2003–2004 гг. В 1998–2003 гг. работала в Национальной нефтегазовой компании, занимая различные высшие руководящие должности в «Казахойл», «КазТрансГаз». В 1982 году окончила факультет экономики Казахского государственного университета.



**ТИМУР БИМАГАМБЕТОВ**  
**ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ**  
**ПРАВЛЕНИЯ ПО ДОБЫЧЕ**  
**И ТЕХНИЧЕСКОМУ РАЗВИТИЮ**  
**АО НК «КАЗМУНАЙГАЗ».**

Тимур Бимагамбетов был назначен заместителем Председателя Правления по добыче и техническому развитию АО НК «КазМунайГаз» 20 февраля 2012 года и избран в Совет директоров РД КМГ 29 мая 2012 года. В последние годы занимал должности генерального директора ТОО «Н Оперейтинг Компани», а также Исполнительного директора НК КМГ. Окончил Казахский политехнический институт в 1978 году.

## О КОМПАНИИ СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ



**ФИЛИП ДЭЙЕР**  
НЕЗАВИСИМЫЙ ДИРЕКТОР  
РД КМГ.

Филип Дэйер, бакалавр права, член Института присяжных бухгалтеров, получил квалификацию в качестве присяжного бухгалтера в «KPMG», после чего в течение 25 лет занимался инвестиционно-банковской деятельностью, специализируясь в консультациях для компаний, зарегистрированных на Лондонской фондовой бирже. Получил богатый опыт, работая для таких компаний, как «Barclays De Zoete Wedd» и «Citicorp». В 2005 году он покинул «ABN AMRO Hoare Govett». Вслед за этим консультировал «Роснефть» по успешному размещению ценных бумаг в 2006 году и являлся членом комитета по аудиту «Dana Petroleum» до момента ее приобретения KNOС. В настоящее время является членом Совета директоров ряда компаний, а также является старшим независимым директором «AVEVA Group». В мае 2010 года господин Дэйер стал членом Совета директоров РД КМГ. Господин Дэйер возглавляет Комитеты по аудиту и по вознаграждениям, член Комитетов по назначениям и по стратегическому планированию.



**ЭДВАРД УОЛШ**  
НЕЗАВИСИМЫЙ ДИРЕКТОР  
РД КМГ.

Эдвард Уолш имеет более чем тридцатипятилетний опыт работы в нефтегазовой отрасли. Работал на различных должностях в «Бритиш Петролеум» и «Бритиш Газ» и отвечал за деятельность этих компаний по разведке и добыче в Нигерии, Абу-Даби, Центральной и Юго-Восточной Азии. Является доктором наук по химии твердых веществ Дублинского университета. Избран в Совет директоров Компании 28 августа 2006 года. Господин Уолш возглавляет Комитеты по стратегическому планированию и по назначениям, член Комитетов по аудиту и по вознаграждениям.



**ПОЛ МАНДУКА**  
НЕЗАВИСИМЫЙ ДИРЕКТОР  
РД КМГ.

Пол Мандука работал генеральным директором в таких компаниях, как Threadneedle Asset Management, Rothschild Asset Management, Deutsche Asset Management в Великобритании и Европе. Г-н Мандука являлся независимым директором в советах директоров в различных компаниях, включая Prudential Group plc, где он занимал должность старшего независимого директора.

В связи с назначением председателем компании Prudential plc. г-н Мандука принял решение покинуть Совет директоров РД КМГ с 1 октября 2012 года. Господин Мандука был членом Комитетов по вознаграждениям и назначениям, а также возглавлял Комитет по аудиту.

# СОБЫТИЯ 2012 ГОДА

УТВЕРЖДЕН И ВЫПЛАЧЕН САМЫЙ КРУПНЫЙ С МОМЕНТА IPO ДИВИДЕНД



## I КВАРТАЛ

- В конце 2011 года Компании было поручено государственными органами провести работу по созданию новых рабочих мест для улучшения социального положения в Мангистауской области. Разделяя мнение государственных органов, Совет директоров Компании принял решение создать две новые сервисные компании, транспортную и буровую, с общей штатной численностью более 2000 человек, которые будут оказывать услуги РД КМГ и другим компаниям, работающим в Мангистауской области. По предварительным оценкам такие меры приведут к росту операционных расходов на 12,3 млрд. тенге (83 млн. долл. США) и капитальных вложений на 8,3 млрд. тенге (56 млн. долл. США).
- Совет директоров РД КМГ принял решение о созыве внеочередного общего собрания акционеров 27 февраля 2012 года в г. Астане. В повестку дня включены следующие основные вопросы: о досрочном прекращении полномочий члена Совета директоров, об избрании члена Совета директоров.
- Решением внеочередного Общего собрания акционеров РД КМГ досрочно прекращены полномочия члена Совета директоров Аскара Балжанова. Новым членом Совета директоров избран Председатель Правления АО «Национальная компания «КазМунайГаз» Ляззат Киинов на срок полномочий Совета директоров Компании.
- На заседании Совета директоров Ляззат Киинов был избран председателем Совета директоров РД КМГ.
- С учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай», «ССЕЛ» и «ПетроКазахстан Инк.» в первые три месяца 2012 года РД КМГ добыто 3 029 тыс. тонн нефти (249 тыс. баррелей в сутки), что на 143 тыс. тонн или на 5% меньше, чем в аналогичном периоде 2011 года. Отставание от плана в 1 квартале 2012 года преимущественно связано с неблагоприятными погодными условиями в Западном Казахстане.
- Согласно консолидированной промежуточной финансовой отчетности за три месяца 2012 года, выручка выросла на 8% по сравнению с аналогичным периодом 2011 года и составила 207 млрд. тенге (1 396 млн. долл. США) в связи с более высокими ценами на нефть и ценами поставок на внутренний рынок. Чистая прибыль составила 75 млрд. тенге (508 млн. долл. США) и прибыль на одну акцию 1 070 тенге (1,2 доллара США на одну ГДР), увеличившись по сравнению с аналогичным периодом 2011 года на 27% и 32%, соответственно.

## II КВАРТАЛ

- РД КМГ объявила о закрытии сделки по продаже ТОО «Объединенная химическая компания» 51% доли участия в уставном капитале ТОО «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.» («KPI»). KPI является оператором проекта «Строительство первого интегрированного газо-химического комплекса в Атырауской области РК». В результате данной сделки доход РД КМГ от реализации инвестиции составил 5 млрд. тенге (33,5 млн. долл. США), без налоговых последствий, так как сумма первоначальных вложений равна сумме реализации.
- С 2 по 5 мая 2012 года в Астане проходила I Спартакиада трудовых коллективов производственных филиалов и дочерних зависимых организаций РД КМГ. По итогам Игр сборная команда ПФ «Озенмунайгаз» заняла первое место.
- По решению годового Общего собрания акционеров РД КМГ, размер дивиденда за 2011 год в расчете на одну акцию (как простую, так и привилегированную) составил 1 300 тенге. Общая сумма дивиденда за 2011 год – около 91 млрд. тенге (около 615 млн. долл. США). Утвержденный размер дивиденда на акцию больше показателя предыдущего года на 62,5%, и является самым крупным с момента IPO в 2006 году.
- Совет директоров РД КМГ одобрил увеличение капитальных затрат Компании в 2012 году с 127 млрд. тенге (852 млн. долл. США) до 142 млрд. тенге (955 млн. долл. США). Дополнительные инвестиции будут направлены на программу модернизации производственных объектов, ориентированную на обеспечение стабильности производства, улучшение условий труда и на обеспечение устойчивости и эффективности производства РД КМГ в будущем, а также соблюдение экологических требований и норм безопасности.
- Совет директоров принял решение о досрочном погашении долга КМГ ПКИ Финанс Б.В. в срок до 6 июля 2012 года, который был принят на себя компанией КМГ ПКИ Финанс Б.В. в результате приобретения 33% пакета акций в ПКИ в декабре 2009 года.
- Совет директоров РД КМГ принял решение о выделении 5 млрд. тенге (36 млн. долл. США) на переселение в г. Атырау жителей поселков Байшонас и Ескене Макатского района.
- Общим собранием акционеров РД КМГ досрочно прекращены полномочия члена Совета директоров Сисенгали Утегалиева. Новым членом Совета директоров избран Тимур Бимагамбетов на срок полномочий Совета директоров Компании.
- На структуре White Bear в Северном море, согласно контрактным обязательствам, начато бурение разведочной скважины. РД КМГ владеет 35% доли участия в лицензии, другими партнерами являются Би Джи Групп и Маерск Ойл ЮК с долями участия 45% и 20%, соответственно.
- С 13 апреля по 15 мая 2012 года прошел конкурс детских рисунков «Моя мечта. Я и моя семья» среди детей работников производственных филиалов «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз». Главным призом для 18 финалистов стала поездка в столицу Казахстана – Астану.

- Министерство нефти и газа РК, РД КМГ и АО «Озенмунайгаз» подписали дополнения к Контракту № 40 от 31 мая 1996 года на осуществление разработки нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области. Основная цель дополнения – обеспечить АО «Озенмунайгаз» с 1 июля 2012 года правом недропользования на месторождения Узень и Карамандыбас, расположенных в Мангистауской области.
- 21 июня 2012 года в АО «Озенмунайгаз» состоялось первое заседание Совета директоров. Председателем Совета директоров АО «Озенмунайгаз» избран Абат Нурсейтов – заместитель генерального директора по производству РД КМГ. Генеральным директором – Председателем Правления АО «Озенмунайгаз» избран Абзал Мендибаев, исполнявший обязанности директора производственного филиала «Озенмунайгаз».
- С учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай», «ССЕЛ» и «ПетроКазахстан Инк.» в первые шесть месяцев 2012 года РД КМГ добыто 6 057 тыс. тонн нефти (248 тыс. баррелей в сутки), что на 254 тыс. тонн или на 4 % меньше, чем в аналогичном периоде 2011 года.
- Согласно консолидированной промежуточной финансовой отчетности за шесть месяцев 2012 года выручка составила 399 млрд. тенге (2 690 млн. долл. США), примерно на одном уровне с аналогичным периодом 2011 года. Показатель обусловлен более высокими ценами поставок на внутренний рынок, полностью компенсированных снижением объемов экспорта. Чистая прибыль составила 121 млрд. тенге (820 млн. долл. США) и прибыль на одну акцию 1 740 тенге (2,0 доллара США на одну ГДР), увеличившись по сравнению с аналогичным периодом 2011 года на 6 % и 10 % соответственно.

### III КВАРТАЛ

- 1 июля 2012 года производственный филиал «Озенмунайгаз» был преобразован в Акционерное общество.
- РД КМГ заключила договор купли-продажи с дочерней компанией MOL Hungarian Oil and Gas Plc. (MOL) на реализацию 49 % пакета акций в KS EP Investments BV, владеющей 100 % доли в ТОО «Карповский Северный». ТОО «Карповский Северный» обладает правом недропользования по Контракту на разведку нефти, газа и конденсата на участке «Карповский Северный» в Западно-Казахстанской области РК.
- 15–17 августа 2012 года на производственной базе АО «Каражанбасмунай» состоялся финальный этап конкурса профессионального мастерства на звание «Үздік маман» среди работников основных професий группы компаний РД КМГ. Конкурс состоял из теоретической и практической частей. Участники, занявшие первые, вторые и третьи места, в течение года получают надбавку к заработной плате в размере 30 %, 20 % и 10 % от тарифной ставки соответственно.
- Советом директоров РД КМГ принято решение изменить структуру оплаты за услуги НК КМГ. Часть суммы, предназначенной на оплату услуг по обеспечению экспорта нефти и другие услуги, будет фиксированной в размере 4,5 млрд. тенге (30 млн. долл. США). Оставшаяся часть будет выплачиваться в зависимости от совершенных сделок. При этом общая сумма оплаты не будет превышать 10 млрд. тенге (67 млн. долл. США).
- 20 сентября 2012 года состоялось первое заседание Совета директоров АО «Эмбамунайгаз». Председателем Совета директоров АО «Эмбамунайгаз» избран Абат Нурсейтов – заместитель генерального директора

по производству РД КМГ. Генеральным директором – Председателем Правления АО «Эмбамунайгаз» избран Жумабек Жамауов, директор производственного филиала «Эмбамунайгаз».

- С учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай», «ССЕЛ» и «ПетроКазахстан Инк.» за девять месяцев 2012 года РД КМГ добыто 9 108 тыс. тонн нефти (246 тыс. баррелей в сутки), что на 100 тыс. тонн или на 1 % меньше, чем в аналогичном периоде 2011 года.
- Согласно консолидированной промежуточной финансовой отчетности за девять месяцев 2012 года, выручка составила 605 млрд. тенге (4 067 млн. долл. США), на 11 % больше чем в аналогичном периоде 2011 года, что в основном связано с увеличением доли поставок на экспорт и более высокими ценами поставок на внутренний рынок. Чистая прибыль составила 173 млрд. тенге (1 161 млн. долл. США) и прибыль на одну акцию 2 480 тенге (2,8 доллара США на одну ГДР), увеличившись по сравнению с аналогичным периодом 2011 года на 5 % и 9 %, соответственно.

### IV КВАРТАЛ

- 1 октября 2012 года производственный филиал «Эмбамунайгаз» преобразован в Акционерное общество.
- РД КМГ передал в пользу АО «Эмбамунайгаз» права недропользования на осуществление разработки нефтяных месторождений по шести контрактам: №37 месторождение Кенбай; №61 месторождение Юго-Восточное Новобогатинское; №211 месторождения Ботахан, Макат, Доссор, Танатар, Камышитовое и т. д. – всего 23 месторождения; №413 месторождения Прорва, Кульсары, Каратон, Косчагыл и т. д. – всего 15 месторождений; №327 месторождение Тайсоган; №992 месторождение Новобогатинское Западное.
- Независимый директор Пол Мандука вышел из состава Совета директоров и Комитета по аудиту РД КМГ с 1 октября 2012 года. Это решение было принято после его назначения председателем совета директоров компании Prudential. Совет директоров РД КМГ выразил благодарность господину Мандука за продуктивную работу в течение шести лет.
- На месторождении Узень успешно завершено строительство первой горизонтальной скважины. Среднесуточный дебит скважины составил около 22 тонн в сутки. Основываясь на позитивных результатах и с учетом присутствующей инфраструктуры, Компания намерена продолжить бурение горизонтальных скважин и в 2013 году.
- На внеочередном Общем собрании акционеров РД КМГ внесены изменения в Устав РД КМГ и утвержден Кодекс корпоративного управления РД КМГ в новой редакции.
- 16 ноября 2012 г. РД КМГ объявляет о закрытии сделки по реализации 49% акций KS EP Investments BV в пользу дочерней компании MOL Hungarian Oil and Gas Plc. KS EP Investments BV владеет 100% долей участия в ТОО «Карповский Северный», которое обладает правом недропользования по Контракту на разведку нефти, газа и конденсата на блоке «Карповский Северный» в Западно-Казахстанской области РК.
- РД КМГ совместно с MOL Hungarian Oil and Gas Plc. и First International Oil Company (FIOC) разработали программу подготовки производственного персонала для нефтегазового проекта ТОО «Урал Ойл энд Газ». В 2012 году стипендии в Будапештском университете

технологии и экономики и в Мишкельском университете получили 12 претендентов. Основная цель программы – развитие казахстанских кадров и обеспечение ТОО «Урал Ойл энд Газ» квалифицированными специалистами на ключевые производственные позиции.

- Менеджеры среднего звена АО «Озенмунайгаз» прошли курс обучения «Медиация в социально-трудовых спорах и конфликтах». Основные цели курса: ознакомление слушателей с инструментами эффективного разрешения конфликтных ситуаций в социально-трудовых отношениях; обучение навыкам применения медиативных компетенций и технологиям ведения переговоров; обучение способам приведения конфликтующих сторон к разумному соглашению.
- Совет директоров РД КМГ утвердил бюджет на 2013 год с учетом цены за баррель нефти марки Brent 90 долл. США согласно официальным прогнозам Правительства РК и НК «КазМунайГаз». Планируемый объем добычи в 2013 году составляет: в АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) около 5,3 млн. тонн (107 тыс. баррелей в сутки), в АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) около 2,8 млн. тонн (57 тыс. баррелей в сутки). Капитальные вложения в 2013 году планируются в размере 191 млрд. тенге (1 288 млн. долл. США). Рост капитальных вложений в основном связан с инвестициями в программу модернизации и реализацией программы геологоразведки.
- РД КМГ и Национальная экономическая палата Казахстана «Союз «Атамекен» подписали Меморандум о сотрудничестве в области поддержки и развития предпринимательства. Цели документа: создание новой платформы для эффективного взаимодействия представителей власти, коммерческих и некоммерческих организаций для решения социальных проблем в регионах, а также стимулирование самоорганизации населения для решения социальных проблем местного сообщества.
- 31 декабря 2012 года завершилась программа обратного выкупа акций РД КМГ. За период реализации программы с 11 октября 2011 года до 31 декабря 2012 года Компания выкупила 19 461 простых акций и 14 386 605 ГДР на общую сумму 263 млн. долл. США.
- С учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай», «ССЕЛ» и «ПетроКазахстан Инк.» в 2012 году РД КМГ добыто 12 191 тыс. тонн нефти (247 тыс. баррелей в сутки), что на 150 тыс. тонн или на 1% меньше, чем в 2011 году. Основными причинами снижения добычи явились неблагоприятные погодные условия в первом квартале 2012 года, а также последствия простоя скважин в течение длительной акции протеста в 2011 году в ОМГ.

### ОЦЕНКА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РД КМГ НЕЗАВИСИМЫМИ ЭКСПЕРТАМИ

В 2012 году Международное рейтинговое агентство Standard&Poor's (S&P) присвоило РД КМГ кредитный рейтинг на уровне BBB-/стабильный. Как отмечается в отчете S&P, сдерживающее влияние на рейтинг оказывает рей-

тинг материнской компании АО «НК «КазМунайГаз» (BBB-/Стабильный), а также зрелость основных месторождений Компании.

По мнению S&P, РД КМГ имеет «относительно высокие и возрастающие затраты, налоговые выплаты и капитальные расходы. Компания в значительной степени зависит от совместных предприятий, не имея прямого доступа к их денежным средствам. Кроме того, РД КМГ подвержена снижению в настоящее время воздействию рисков связанных со слабой банковской системой Казахстана». Среди позитивных факторов Standard&Poor's отмечает тот факт, что у РД КМГ есть значительные резервы денежных средств в международных банках, которые значительно превышают уровень долга компании. «Компания генерирует положительный свободный операционный денежный поток, который, на наш взгляд, сохранится в рамках нашего ценового сценария. РД КМГ имеет такие преимущества, как значительный объем экспорта и исторически сложившийся хороший доступ к транспортной инфраструктуре», говорят специалисты S&P.

В августе 2012 года агентство Moody's присвоило РД КМГ рейтинг Ваа3, прогноз стабильный. Базовая оценка кредитоспособности «11» (из 21) отражает значительный размер бизнеса компании, ассоциируемый с ее ресурсной и производственной базой; низкий уровень задолженности и хорошие показатели денежных потоков. «Высокая вероятность (государственной) поддержки отражает стратегическую значимость РД КМГ для государства и главного акционера компании, о чем свидетельствует наличие у компании преимущественного права на приобретение существующих нефтяных и газовых активов на суше, доступ к новым участкам, гарантированный доступ к инфраструктуре трубопроводной сети и вклад РД КМГ в консолидированные финансовые результаты группы компаний «КазМунайГаз». Она также учитывает историю интервенционистской политики правительства и важность доходов от экспорта энергоресурсов для экономики Казахстана», говорится в отчете Moody's. При этом, по мнению экспертов агентства, рейтинги РД КМГ сдерживаются фундаментальными факторами риска: географической концентрацией месторождений и добычи, геополитическими рисками, а также ограниченными возможностями для органического прироста, поскольку практически все доказанные запасы Компании разработаны, и она полагается, в первую очередь, на приобретения для наращивания объемов добычи и расширения ресурсной базы.

Инициативы РД КМГ, направленные на решение наиболее острых вопросов АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) также нашли отражение в отчетах аналитиков. По мнению независимых аналитиков, ОМГ имеет вполне реальный потенциал для восстановления добычи с нынешних относительно низких показателей, хотя этот актив и требует значительного объема инвестиций. Как отметили специалисты Citі, «одна из первоочередных целей Компании – это социальная стабилизация. Несмотря на сложность оценки уровня мотивации, мы полагаем, что именно она является одной из основных причин неудовлетворительных производственных

показателей. РД КМГ продвигается вперед в этом направлении, постоянно улучшая рабочие условия, предоставляя тренинги для сотрудников, а также ведёт открытый диалог с руководителями профсоюзов».

Аналитики АТОН считают, что способность Компании поддерживать стабильный уровень добычи на Узене ограничивалась устаревшей инфраструктурой: большая часть оборудования была установлена на месторождении еще в 1980-е и с тех пор не обновлялась. Поэтому они высоко оценили комплексный подход Компании к модернизации производства.

Аналитики «Halyk Finance» пишут: «Мы поддерживаем применение новых технологий добычи, модернизацию устаревшей инфраструктуры и верим, что результатом данных мероприятий будет повышение объемов добычи нефти. Вопрос в том, будут ли эти затраты оправданы».

### КОТИРОВКИ АКЦИЙ РД КМГ

В 2012 году РД КМГ был утвержден и выплачен самый крупный с момента IPO в 2006 году дивиденд. По решению акционеров, размер дивиденда за 2011 год в расчете на одну акцию (как простую, так и привилегированную) составил 1 300 тенге (включая налоги, удерживаемые в соответствии с законодательством Республики Казахстан). Общая сумма дивиденда за 2011 год составила около 91 млрд. тенге (около 615 млн. долларов). После объявления в марте 2012 года о размере дивиденда, котировки РД КМГ достигли пикового показателя в 20,95 доллара США.

31 декабря 2012 года успешно завершилась программа обратного выкупа акций РД КМГ, утвержденная Советом директоров в 2011 году. Это уже третья по счету программа обратного выкупа акций с 2008 года. Согласно программе Компания планировала выкупить простые акции и глобальные депозитарные расписки (ГДР) на общую сумму до 300 млн. долларов США на Казахстанской фондовой бирже (KASE) и Лондонской фондовой бирже (LSE). Объявляя начало программы выкупа, члены Совета директоров заявили, что текущая рыночная цена акций и ГДР Компании не отражала ее действительной стоимости и значительного потенциала, основанного на существующей ресурсной базе, возможностях развития бизнеса и устойчивом финансовом положении. В связи с этим Совет директоров РД КМГ принял решение о выкупе части размещенных на рынке простых акций и ГДР Компании. Это решение продемонстрировало уверенность менеджмента в ценности и перспективности Компании. Кроме того, этот шаг позволил более эффективно использовать свободные денежные средства в интересах всех акционеров. За период реализации данной программы – с 11 октября 2011 года до 31 декабря 2012 года – Компания выкупила 19 461 простых акций и 14 386 605 ГДР на общую сумму 263 млн. долл. США.

Аналитики «Visor Capital» отмечали, что «РД КМГ завершила программу обратного выкупа акций. В то время как

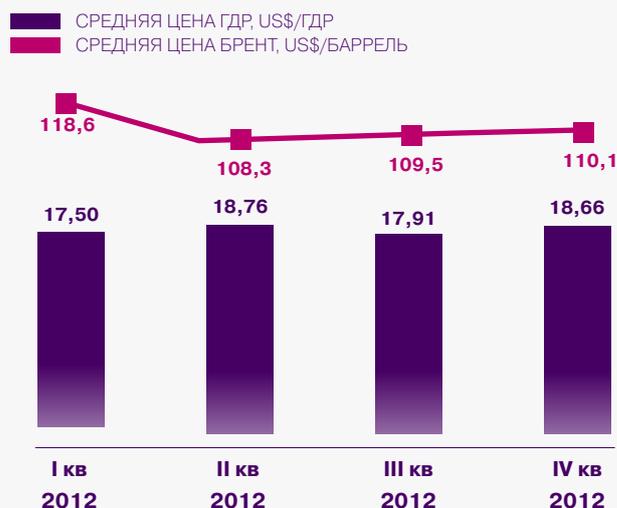
новость не имеет прямого воздействия, мы считаем, что завершение программы может сделать цены на акции более склонными к понижению».

На Лондонской фондовой бирже в 2012 году верхний показатель цены за одну ГДР РД КМГ составил 20,95 долл. США, а самый низкий показатель – 14,71 долл. США. Средняя цена за одну ГДР в 2012 году составила 17,83 долл. США.

На Казахстанской фондовой бирже в 2012 году наибольшая цена за одну простую акцию РД КМГ составила 18 450 тенге, а наименьшая – 13 500 тенге. Средняя цена одной простой акции в 2012 году составила 15 975 тенге. В 2012 году наибольшая цена привилегированных акций РД КМГ была 13 700 тенге, а наименьшая – 9 500 тенге. Средняя цена одной привилегированной акции составила 11 600 тенге.

На протяжении года аналитики называли покупку простых и привилегированных акций РД КМГ одной из самых перспективных инвестиционных идей.

### ДИНАМИКА КОТИРОВОК АКЦИЙ РД КМГ



Источник: Bloomberg



# ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

**285** МЛН. ТОНН  
ЗАПАСЫ НЕФТИ 2P

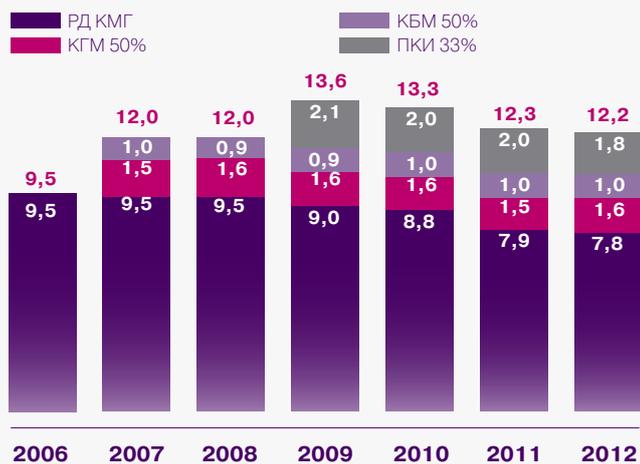
**12,2** МЛН. ТОНН  
ДОБЫЧА НЕФТИ В 2012 ГОДУ



# ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

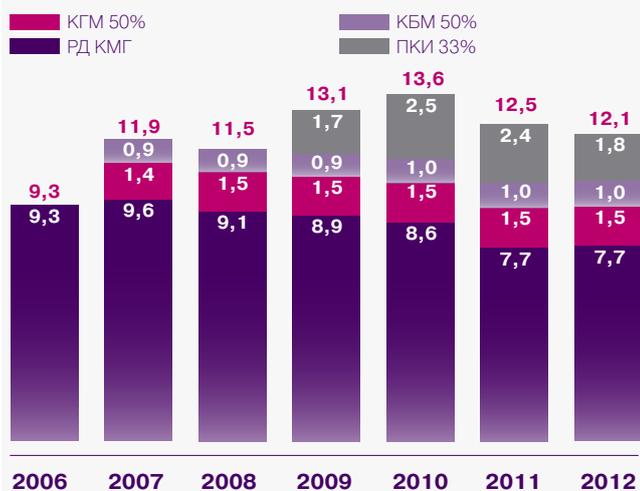
## ДОБЫЧА И РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ

### КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ДОБЫЧА МЛН. ТОНН



АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»» (РД КМГ), «Компания») с учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), «ССЕЛ» (ССЕЛ) и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) в 2012 году добыто 12 191 тыс. тонн нефти (247 тыс. баррелей в сутки), что на 150 тыс. тонн или на 1% меньше, чем в 2011 году.

### КОНСОЛИДИРОВАННАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МЛН. ТОНН



АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) добыло 4 950 тыс. тонн (100 тыс. баррелей в сутки), что на 132 тыс. тонн меньше, чем в 2011 году. АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) добыло 2 816 тыс. тонн (57 тыс. баррелей в сутки), без изменений по сравнению с 2011 годом. Общий объем добычи ОМГ и ЭМГ составил 7 766 тыс. тонн (156 тыс. баррелей в сутки).

Планируемый объем добычи в 2012 году на основных активах составлял 8 615 тыс. тонн (174 тыс. баррелей в сутки), в том числе в АО «Озенмунайгаз» 5 800 тыс. тонн и в АО «Эмбамунайгаз» 2 815 тыс. тонн. Невыполнение плана добычи на АО «Озенмунайгаз» связано с низким качеством и несвоевременной поставкой подземного оборудования и запчастей, с изношенностью наземной и подземной инфраструктуры скважин, проблемами при подготовке морской и сточной воды для закачки в пласт, проблемами химизации объектов нефтедобычи, низким качеством глушения скважин, с вынужденными простоями бригад ПРС в ожидании спецтехники и оборудования, а также слабая дисциплина и организация труда при проведении ПРС. Вышеуказанные факторы повлияли на качество и частоту проводимых ремонтов подземного оборудования и скважин, что в свою очередь привело к увеличению простаивающего и снижающего объемы добычи фонда нефтяных скважин, и как следствие к невыполнению принятой программы по добыче нефти. Кроме того, аварийные отключения электроэнергии энергоснабжающей организацией и резкое ухудшение погодных условий (аномальные заморозки, снегопады, буран, а также паводки) в зимние и весенние месяцы также повлияли на отставание от первоначального утвержденного плана.

Доля РД КМГ в добыче компаний ССЕЛ, КГМ и ПКИ в 2012 году составила 4 425 тыс. тонн (90 тыс. баррелей в сутки), почти без изменений по сравнению с 2011 годом, что соответствует планам добычи на данных совместных предприятиях.

В октябре 2012 года в АО «Озенмунайгаз» впервые была пробурена горизонтальная скважина, где среднесуточный дебит скважины составил около 22 тонн. Бурение второй горизонтальной скважины завершено в феврале 2013 года. Бурение горизонтальных стволов позволило более эффективно использовать продуктивность тех горизонтов, где ранее это не представлялось возможным. На 2013 год запланировано бурение пяти горизонтальных скважин, десяти боковых зарезок, двух многоствольных скважин.

## ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО ОМГ И ЭМГ. (100%)

|   | АО «ОМГ» | АО «ЭМГ» | РД КМГ |
|---|----------|----------|--------|
| КОЛИЧЕСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ                          | 2        | 40       | 42     |
| КОЛИЧЕСТВО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН                     | 3 698    | 2 283    | 5 981  |
| КОЛИЧЕСТВО НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН                 | 1 212    | 458      | 1 670  |
| ЗАПАСЫ НЕФТИ КАТЕГОРИИ 2P, МЛН. ТОНН <sup>9</sup> | 166      | 60       | 226    |
| ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЫС. ТОНН                           | 4 950    | 2 816    | 7 766  |

Экспортные объемы продаж нефти ОМГ и ЭМГ в 2012 году составили 6 078 тыс. тонн (122 тыс. баррелей в сутки), а поставки на внутренний рынок составили 1 637 тыс. тонн (33 тыс. баррелей в сутки). Снижение объемов поставок на внутренний рынок по сравнению с предыдущим годом связано со снижением спроса со стороны нефтеперерабатывающего завода.

Доля РД КМГ от объемов продаж компаний ССЕЛ, КГМ и ПКИ, составила 4 412 тыс. тонн нефти (90 тыс. баррелей в сутки), включая 3 430 тыс. тонн нефти (70 тыс. баррелей в сутки), поставленных на экспорт, что составляет 78% от общего объема продаж компаний. Снижение доли поставок на внутренний рынок КГМ и ПКИ связано со снижением объемов нефти для замещения обязательств по поставкам на внутренний рынок (договор замещения с третьими сторонами). В результате чего, поставки на внутренний рынок в 2012 году преимущественно осуществлялись из собственных ресурсов этих компаний.

## ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ». (100%)

|  |       |
|--|-------|
| КОЛИЧЕСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ                           | 5     |
| КОЛИЧЕСТВО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН                      | 138   |
| КОЛИЧЕСТВО НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН                  | 26    |
| ЗАПАСЫ НЕФТИ КАТЕГОРИИ 2P, МЛН. ТОНН <sup>10</sup> | 21    |
| ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЫС. ТОНН                            | 3 124 |

## ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ «ССЕЛ». (100%)

|  |       |
|--|-------|
| КОЛИЧЕСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ                           | 1     |
| КОЛИЧЕСТВО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН                      | 2 460 |
| КОЛИЧЕСТВО НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН                  | 620   |
| ЗАПАСЫ НЕФТИ КАТЕГОРИИ 2P, МЛН. ТОНН <sup>11</sup> | 62    |
| ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЫС. ТОНН                            | 2 037 |

## ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ «ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК.». (100%)

|  |       |
|--|-------|
| КОЛИЧЕСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ                           | 14    |
| КОЛИЧЕСТВО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН                      | 1 223 |
| КОЛИЧЕСТВО НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН                  | 330   |
| ЗАПАСЫ НЕФТИ КАТЕГОРИИ 2P, МЛН. ТОНН <sup>12</sup> | 53    |
| ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЫС. ТОНН                            | 5 589 |

Примечания:

<sup>9</sup> Запасы категории «доказанные плюс вероятные» по состоянию на конец 2011 г. согласно отчету компании «Gaffney, Cline & Associates».

<sup>10</sup> Запасы категории «доказанные плюс вероятные» по состоянию на конец 2011 г. согласно отчету компании «Gaffney, Cline & Associates».

<sup>11</sup> Запасы категории «доказанные плюс вероятные» по состоянию на конец 2011 г. согласно отчету компании «Miller & Lents, Ltd.».

<sup>12</sup> Запасы категории «доказанные плюс вероятные» по состоянию на конец 2010 г. согласно отчету компании «Gaffney, Cline & Associates».



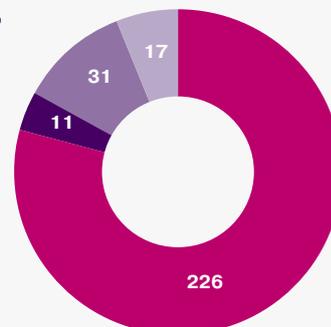
## ЗАПАСЫ НЕФТИ

Согласно отчету независимой компании Gaffney, Cline & Associates (GCA), по состоянию на 31 декабря 2011 года общие запасы нефти РД КМГ, без учета долей в компаниях «Казгермунай», ССЕЛ и «ПетроКазахстан Инк.», по категории «доказанные плюс вероятные» (2P) составили 226 млн. тонн (1 661 млн. баррелей).

Запасы по категории «доказанные» (1P) составили 76 млн. тонн (561 млн. баррелей), а по категории «доказанные плюс вероятные плюс возможные» (3P) запасы составили 267 млн. тонн (1 962 млн. баррелей).

## ЗАПАСЫ НЕФТИ КАТЕГОРИИ 2P<sup>1</sup> ВСЕГО 285 МЛН. ТОНН

РД КМГ  
КГМ 50%  
КБМ 50%  
ПКИ 33%



# РАЗВИТИЕ КОМПАНИИ

В 2012 ГОДУ ЗАЛОЖЕН ФУНДАМЕНТ ДЛЯ РОСТА ДОБЫЧИ  
В СРЕДНСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ



В 2012 году РД КМГ сфокусировала внимание на восстановлении морального климата в трудовых коллективах, стабилизации суточной добычи и модернизации производственных мощностей на основных активах. Повышение эффективности производства – ключевой фактор устойчивого развития Компании. Для обеспечения улучшения операционных показателей в будущем, было принято решение о внесении кардинальных изменений в хозяйственно-административные процессы: производственные филиалы «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз» были преобразованы в акционерные общества; в рамках принятой в 2012 году Программы производственной модернизации значительно увеличены инвестиции в строительство новых инфраструктурных объектов и ремонт уже существующих; разработан комплекс мер для стабилизации добычи на основных месторождениях РД КМГ. В 2012 году заложен фундамент для роста добычи в среднесрочной перспективе.

### ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ АКТИВОВ

В 2012 году в РД КМГ была проделана большая работа по оптимизации структуры владения и управления дочерними организациями. Так, с целью повышения эффективности производства и своевременного решения текущих социальных проблем трудовых коллективов, производственные филиалы «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз» были преобразованы в акционерные общества с правом недропользования. Эта реорганизация должна способствовать повышению оперативности снабжения производства необходимым оборудованием, модернизации промыслов, ремонта техники и, как следствие, достижению поставленных планов по добыче в будущем.

В январе 2012 года были созданы две сервисные компании: ПСП «Управление буровых работ» (УБР) в Жанаозене и ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин» (УТТиОС) в Актау, куда было трудоустроено около 2000 сотрудников уволенных в 2011 г. в результате незаконной акции протеста. Для производственных нужд новых предприятий было закуплено около 250 единиц новой спецтехники. На месторождении «Каражанбас» был сдан в эксплуатацию вахтовый поселок для работников компании УТТиОС на 400 мест и столовая на 300 мест, банно-прачечный комплекс и спортзал. Также был построен комплекс вахтовых поселков с необходимой инфраструктурой на месторождении Каламкас. УТТиОС оказывает услуги по предоставлению и обслуживанию транспортных средств и мобильных автономных зданий. Уже в июле 2012 года, специальная техника УТТиОС была отправлена в свой первый рейс для оказания услуг АО «Каражанбасмунай». На протяжении 2012 года, часть работников УТТиОС, которые не были заняты по специальности, участвовали в строительстве вахтовых поселков на месторождениях Каражанбас и Каламкас.

УБР осуществляет подземный ремонт скважин, капитальный ремонт скважин и транспортные услуги.

Со временем УБР и УТТиОС смогут оказывать услуги не только РД КМГ, но и другим нефтедобывающим компаниям

в регионе и планомерно наращивать свою экономическую эффективность.

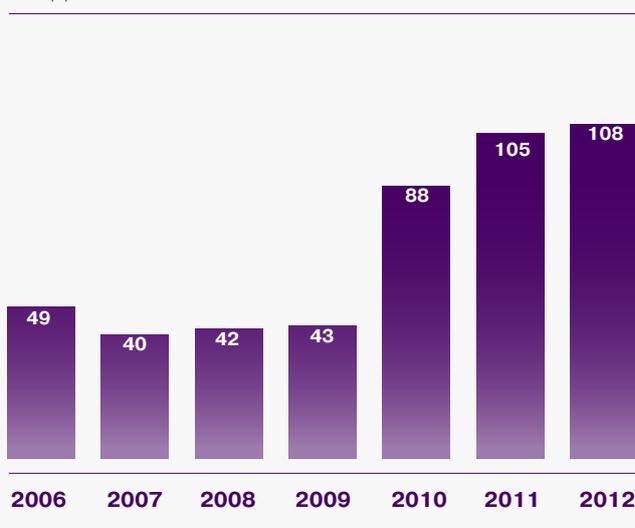
### ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА

Для повышения объемов добычи нефти и улучшения экономики собственных производственных активов РД КМГ была разработана Программа технологической модернизации на среднесрочную перспективу.

Реализуемые компанией проекты по модернизации производственных мощностей на Узене беспрецедентны по своему масштабу. В АО «Озенмунайгаз» построен цех по диагностике и ремонту подземного оборудования, аналога которому в СНГ нет. Занятость людей после ввода его в эксплуатацию составит 300-350 человек из числа работников АО «Озенмунайгаз». Кроме того, запланировано строительство нефтебазы, двух участков по подготовке жидкости для глушения скважин, цеха по сервисному обслуживанию нефтепромыслового оборудования, цеха по ремонту нефтяного оборудования, автосервисного центра по обслуживанию 1000 единиц автотранспорта и спецтехники, будут реконструированы система закачки воды в пласт блочно-кустовой насосной станции и система сбора и транспортировки жидкости.

В АО «Эмбамунайгаз» будет построена установка по сероочистке попутного нефтяного газа Прорвинской группы месторождений и реконструирован нефтепровод ЦПС Прорва – НПС Тенгиз. Идет возведение установок по утилизации попутного газа на месторождениях С.Балгимбаева и Восточный Макат. Строится газопровод высокого давления Акингень – Аккудук – Кисимбай протяженностью 61 км. Кроме того, будут построены новые и отремонтированы уже эксплуатируемые межпромысловые дороги, которые позволят значительно ускорить процесс транспортировки персонала и грузов.

### КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ ОМГ И ЭМГ МЛРД. ТЕНГЕ

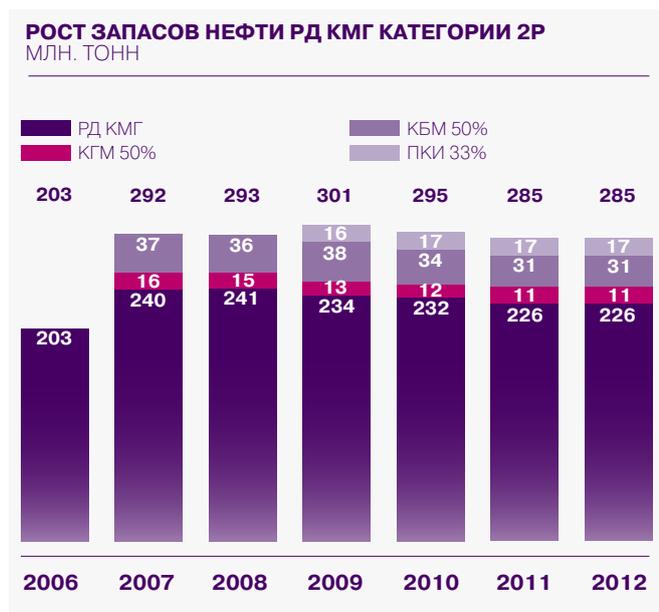


Предпринимаемые в рамках программы технологической модернизации меры должны способствовать росту эффективности производства, улучшению условий труда работников, повышению экологической и промышленной безопасности.

## НОВЫЕ ПРОЕКТЫ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СДЕЛКИ

В 2012 году РД КМГ рассмотрено более десяти различных разведочных и добывающих активов как в Республике Казахстан, так и за его пределами, подготовлена детальная геолого-техническая и экономическая оценка наиболее привлекательных из них. РД КМГ имеет опыт в добыче как «легкой», так и «тяжелой» нефти, что расширяет спектр возможно интересных для РД КМГ проектов.

Эксперты РД КМГ рассматривают все без исключения нефтегазовые провинции на территории Казахстана на предмет возможного пополнения портфеля активов Компании. Многие регионы еще недостаточно изучены,



поэтому в данный момент сложно однозначно оценить их перспективность: требуется сбор, обобщение и анализ ранее проведенных работ, сейсмические изыскания. По результатам этих исследований Компания сможет определить целесообразность поисково-разведочного бурения как с геологической, так и экономической точки зрения.

В июле 2010 года РД КМГ объявила о приобретении по соглашению с НК КМГ 50% доли в ТОО «Казахойл Актобе», 51% доли в ТОО «Казахтуркмунай» и 50% доли в Mangistau Investments B.V, владеющей 100% акций АО «Мангистаумунайгаз». По данным сделкам были получены все необходимые внутренние корпоративные одобрения обеих сторон (НК КМГ и РД КМГ) еще в 2010 году. Однако до настоящего времени не было получено разрешение на реализацию сделок от государственных органов и отказ государства от реализации своего приоритетного права. НК КМГ и РД КМГ дважды подавали документы на получение одобрения сделки купли-продажи этих трех компаний, но несмотря на законные сроки, Правитель-

ством в лице Министерства нефти и газа РК не было предоставлено ни положительного, ни отрицательного решения. РД КМГ по-прежнему заинтересована в приобретении данных активов и, в случае положительного решения, будет готова вступить в переговоры с НК КМГ по новым условиям сделки.

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА НА ТЕРРИТОРИИ КАЗАХСТАНА

В 2012 году РД КМГ продолжила геологоразведочные работы на блоках Лиман, Тайсойган, Каратон-Саркамыс, Узень-Карамандыбас, Новобогатинск Западный, Жаркатыс Восточный-1, Темир, Федоровский, Карповский Северный, а также доразведку месторождений С.Нуржанов, Западная Прорва, Макат Восточный. По результатам испытаний на нескольких перспективных объектах, а именно – на блоках Лиман и Тайсойган, был получен приток нефти и газоконденсата. В 2013 году геологоразведочные работы будут продолжены. Кроме того, Компания продолжит доразведку на уже действующих месторождениях АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз».

В 2012 году РД КМГ был привлечен партнер в геологоразведочный проект «Карповский Северный». 49% доли участия в данном проекте были проданы венгерской нефтегазовой компании MOL. Завершение этой сделки обеспечило разделение рисков геологоразведки и инвестиций в будущем. Решение привлечь MOL в качестве партнера было принято по ряду причин. Между РД КМГ и компанией MOL уже сложились хорошие партнерские отношения в рамках совместного проекта «Федоровский», где компания MOL является оператором проекта, успешно проводит геологоразведочные работы на подсолевых горизонтах. Необходимо отметить, что при испытании объектов в турнейском и бобриковском горизонтах установлены промышленные притоки газоконденсата. При работе через 11 мм штуцер после солянокислотной обработки дебит газа составил 119 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата – 301 м<sup>3</sup>/сут.

Перспективы блока «Карповский Северный» связаны с глубокими подсолевыми отложениями (более 5 000 м) и характеризуются сложным геологическим строением из-за наличия аномально высокого пластового давления, высоких температур и присутствия агрессивных газов, и имеют схожие характеристики с близлежащим разведочным блоком «Федоровский». В связи с этим, компания MOL, обладающая значительным опытом работ на подобных структурах, является наиболее подходящим партнером в данном проекте.

Более того, создание совместного предприятия с компанией MOL позволило РД КМГ обеспечить трансфер опыта и технологий. И это партнерство – еще одна возможность поднять уровень профессионализма отечественных специалистов.

В течение 2012 года на блоке White Bear консорциум BG Group, РД КМГ и Maersk Oil проводили бурение разведочной скважины глубиной около 6000 м и необходимые геофизические исследования. В настоящее время ведутся лабораторно-исследовательские работы по изучению шлама, отбор боковых грунтов и вертикальное сейсмическое профилирование. Результаты работ будут известны после проведения комплекса работ по интерпретации полученных данных, которые запланированы на 2013 год.

# СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

СТРАТЕГИЯ РД КМГ – СОДЕЙСТВОВАТЬ РАЗВИТИЮ  
РЕГИОНОВ СВОЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



# СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная политика – это ключевая составляющая деятельности РД КМГ. С момента создания Компания выделила миллиарды тенге на постройку жилых домов, физкультурно-оздоровительных центров, детских садов, оздоровительных лагерей, на реконструкцию школ и больниц в Атырауской и Мангистауской областях. Стратегия РД КМГ в области социальной политики осталась прежней – содействовать развитию регионов своей деятельности. С преобразованием в 2012 году производственных филиалов РД КМГ в акционерные общества, они получили право самостоятельно принимать заявки на местные социальные проекты, рассчитывать объемы финансирования и контролировать реализацию этих проектов.

## ЗАТРАТЫ НА СОЦИАЛЬНЫЕ НУЖДЫ МЛРД. ТЕНГЕ



## СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ В МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ И В Г. ЖАНАОЗЕН

Контрактные обязательства РД КМГ на развитие социальной инфраструктуры Мангистауской области в 2012 году составили 907 млн. тенге (6,0 млн. долл. США). В рамках Программы социального партнерства акимату Мангистауской области дополнительно выделено 200 млн. тенге (1,3 млн. долл. США) для создания не менее 800 рабочих мест для жителей г. Жанаозен. Кроме того, была оказана материальная помощь семьям погибших и пострадавших в результате массовых беспорядков в декабре 2011 года, профинансировано лечение и реабилитация в российских и казахстанских медучреждениях тех, кто получил огнестрельные ранения.

В конце 2012 года сдан в эксплуатацию 200-квартирный жилой дом в Жанаозене, построенный на средства РД КМГ. Ключи от квартир новоселам (малоимущим семьям, ветеранам афганской войны, соцработникам) вручил

премьер-министр РК Серик Ахметов во время своего визита в регион.

РД КМГ, как и прежде, оказывает помощь детским домам и обществам инвалидов, спортивным организациям и ветеранам Великой Отечественной войны.

## СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ В АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

В Атырауской области контрактные обязательства РД КМГ на развитие социальной инфраструктуры составляют 287 млн. тенге (1,9 млн. долл. США). Помимо обязательных выплат в 2012 году была оказана спонсорская помощь на реализацию социальных проектов на сумму в 350 млн. тенге (2,3 млн. долл. США). Эти деньги пошли на завершение строительства пяти физкультурно-оздоровительных комплексов в регионе; на финансирование реконструкции отопительных систем, благоустройство дворов многоэтажных жилых домов и установку отопительных котлов для малоимущих семей в поселке Индербор; на финансирование проектирования и строительства детского сада на 100 мест в селе Х.Ергалиева Исатайского района.

Весной 2012 года Совет директоров РД КМГ принял решение о выделении 5 млрд. тенге на переселение жителей поселков Байшонос и Ескене в областной центр – город Атырау. Байшонос и Ескене – это поселки у одноименных месторождений, разрабатываемых «Эмбаунайгаз». Работа на этих промыслах ведется уже 80 лет, запасы нефти истощаются, поэтому остро встал вопрос о рентабельности месторождений и об обеспечении занятости жителей поселков. Со снижением производства нефти, здесь начала расти безработица, социальная и инженерная инфраструктура поселков пришла в запустение. Почти 80% домов – в аварийном состоянии, из-за поломки водопровода не было возможности подавать воду в жилые дома. Сегодня все 80 семей, проживавшие до этого в селе Ескене, переселились в город Атырау. Переезд 377 семей из села Байшонос проходит в несколько этапов и в 2013 году будет завершен.

## КАДРОВАЯ ПОЛИТИКА

В 2012 году перед РД КМГ стояла задача создания новых каналов внутренних коммуникаций для обеспечения конструктивного диалога с трудовыми коллективами и снижения вероятности повторения трудовых споров и конфликтных ситуаций.

Весь этот период сотрудники центрального аппарата РД КМГ работали в регионах деятельности дочерних и зависимых организаций, отказавшись от принципа удаленного управления. Тем самым сократилась дистанция между центральным аппаратом и дочерними предприятиями, была создана возможность для оперативного решения текущих вопросов.

Одним из основных направлений деятельности была организация массового обучения производственного персонала технике безопасности в соответствии с современными требованиями, переобучение и повышение квалификации

работников. На эти цели с начала года было направлено более 586 млн. тенге (3,9 млн. долл. США). Для руководящего состава были проведены семинары и тренинги по развитию управленческих навыков, прошло обучение современным методам управления.

Для того чтобы лидеры профсоюзов были информированы о последних изменениях в трудовом законодательстве страны, в апреле был организован специальный семинар-тренинг, часть которого была посвящена развитию коммуникативных навыков участников.

Для улучшения внутренних коммуникаций на предприятиях в течение года прошли тренинги по командообразованию для мастеров, начальников цехов, смен, баз и колонн на месторождениях.

С целью эффективного перевода персонала производственных филиалов «Озенмунайгаз» и «Эмбамунайгаз» в акционерные общества, была проведена широкомасштабная разъяснительная работа. Каждый работник филиалов в ходе встреч с топ-менеджментом РД КМГ мог задать волнующие его вопросы и получить детальные ответы. Основным посылом было сохранение условий труда, оплаты, социальных выплат, гарантированных условиями Коллективного договора. Эти условия получили одобрение трудовых коллективов и профсоюзов работников.

В 2012 году впервые был проведен конкурс профессионального мастерства на звание «Үздік маман» среди работников дочерних и совместных предприятий РД КМГ. Лучшим в своей специальности в течение года выплачивается надбавка к тарифной части заработной платы. Определение лучших специалистов Компании планируется превратить в добрую традицию.

Особое внимание в течение года было уделено развитию сплоченности коллективов. Так, в Астане состоялась первая спартакиада по 11 видам спорта среди работников группы компаний РД КМГ, прошел гала-концерт с участием талантливых творческих работников РД КМГ. Проведен конкурс рисунков среди детей работников АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз» на тему «Моя мечта. Я и моя семья» с целью поддержки детского творчества. Подобные мероприятия будут проводиться и в будущем для укрепления командного духа нашего много-тысячного коллектива.





# ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

**10,8** МЛН. US\$

ЗА ПОСЛЕДНИЕ ТРИ ГОДА НА ОХРАНУ ТРУДА



# ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Охрана труда и окружающей среды является одним из главных элементов управления в РД КМГ. Проводимые мероприятия направлены на улучшение условий труда, предупреждение аварий, обеспечение готовности к локализации и ликвидации их последствий, гарантированного возмещения убытков, причиненных третьим лицам и окружающей среде, а также на минимизацию влияния производственно-хозяйственных факторов на компоненты окружающей среды.

## БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

Проблема травматизма на производстве по-прежнему актуальна. В 2012 году на производственных объектах РД КМГ произошло 8 несчастных случаев, связанных с трудовой деятельностью. По каждому из них проведено специальное расследование, приняты меры для предотвращения подобных случаев в будущем. В частности, закуплены переносные газоанализаторы; пересмотрены и утверждены инструктивные карты передовых и безопасных приемов работы при подземном ремонте скважин; проведены внеочередные инструктажи водителей по безопасному движению и эксплуатации автотранспорта. Для предотвращения на производственных объектах дорожно-транспортных происшествий, связанных с превышением скоростного режима, введена в действие «Система мониторинга автотранспортных средств и спецтехники (GPS)». Данный проект позволяет фиксировать нарушения, проводить онлайн мониторинг местонахождения автотранспорта; фиксировать показания различных датчиков; контролировать прохождения плановых техосмотров.

За последние три года на реализацию мероприятий по охране труда было затрачено более 1,6 млрд. тенге (10,8 млн. долл. США). Не реже одного раза в год во всех производственных структурных подразделениях компании проводится обучение работников безопасным методам работы, по итогам которого сдается экзамен. Руководящие работники и лица, ответственные за обеспечение промышленной безопасности и охрану труда, один раз в три года проходят обучение и проверку знаний на курсах повышения квалификации в соответствующих организациях.

Ежегодно проводится анализ всех покупаемых средств индивидуальной защиты работников. Они должны обеспечивать наивысший уровень защиты, быть легкими, эрго-

номичными и максимально удобными в использовании. При этом для улучшения индивидуальной безопасности работников Компании внесены изменения в нормы выдачи специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты. За последние три года на эти цели затрачено более 4 млрд. тенге (27 млн. долл. США).

В 2012 году затраты по охране труда и промышленной безопасности АО «РД «КазМунайГаз» составили 974 млн. тенге (6,5 млн. долл. США).

## ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Ежегодно Компания выделяет значительные финансовые средства на охрану окружающей среды.

В АО «Озенмунайгаз» на природоохранные мероприятия в 2012 году было затрачено 696 млн. тенге (4,7 млн. долл. США), в АО «Эмбамунайгаз» 726 млн. тенге (4,9 млн. долл. США).

РД КМГ ежегодно проводит экологический мониторинг атмосферного воздуха, подземных (грунтовых) вод, почвы, а также радиационный мониторинг, как силами ведомственной экологической лаборатории, так и с привлечением сторонних организаций, имеющих необходимую оснащенную базу и лицензионно-разрешительные документы. Осуществляется мониторинг подтопленных и затопленных скважин с целью определения влияния на морскую экосистему Каспийского моря.

Компания проводит работы по ликвидации очагов радиационного загрязнения окружающей среды путем сбора радиоактивно – загрязненного оборудования (насосно-компрессорных труб, металлолома разного диаметра и т. д.) с территории месторождений для хранения на полигоне временного хранения радиационных отходов.

РД КМГ изучает новые технологии и проводит опытно-промышленные испытания по очистке загрязненных труб и оборудования путем дезактивации.

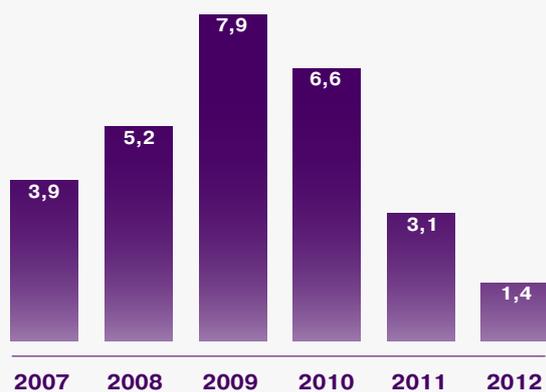
Кроме того, проводится последовательная работа по переработке, рекультивации и восстановлению загрязненных земель для ликвидации исторических загрязненных участков, разрабатываемых месторождений. Сотрудники Компании изучают передовые методы и технологии, а в частности

приобретение экологически безопасного и эффективного комплекса по переработке отходов и внедрения новых технологий по рекультивации и восстановлению замазученных земель.

С целью систематизации процессов в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в соответствии с международными стандартами и применения опыта западных стран, в 2012 году было принято решение о привлечении к работе в РД КМГ Рэя Митчема – топ-менеджера с опытом работы в международных компаниях мирового уровня.

**ЗАТРАТЫ КОМПАНИИ НА МЕРОПРИЯТИЯ  
ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

МЛРД. ТЕНГЕ



# ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

# ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

## **СОБЛЮДЕНИЕ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ**

Данный раздел годового отчета был разработан в соответствии с правилами по раскрытию и прозрачности Управления по Финансовым Услугам Великобритании (FSA's Disclosure and Transparency Rules) DTR 7.2 (Положение о корпоративном управлении).

Как иностранная компания, чьи ГДР включены в официальный список Листингового агентства Великобритании, Компания не обязана соблюдать Кодекс корпоративного управления Великобритании. Однако, в соответствии с DTR 7.2, Компания обязана предоставлять в своем годовом отчете информацию о соблюдении ею казахстанского кодекса корпоративного управления, равно как и информацию о действующих принципах корпоративного управления, применяемых в дополнение к практике, соблюдение которой требуется законодательством Республики Казахстан.

В связи с принятием Советом по финансовой отчетности (Financial Reporting Council) – независимым регулятором Великобритании по вопросам совершенствования корпоративного управления – Кодекса корпоративного управления Великобритании в мае 2010 года, в 2012 году Кодекс корпоративного управления Компании был принят в новой редакции в целях соответствия Кодексу корпоративного управления Великобритании, за исключением отдельных положений. Информация об имеющихся отличиях действующей в Компании практики корпоративного управления от практики, описанной в Кодексе корпоративного управления Великобритании, приведена в настоящем разделе годового отчета.

Директоры признают важность корпоративного управления, и поддерживают развитие стандартов корпоративного управления в Компании. Компания намерена развивать и применять положения корпоративного управления, которые устанавливают дополнительные обязанности для Компании, чем согласно законодательству Республики Казахстан.

## **КАЗАХСТАНСКИЙ КОДЕКС КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОДЕКС КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ**

В казахстанском Кодексе корпоративного управления изложена лучшая практика корпоративного управления в Казахстане. Казахстанский Кодекс корпоративного управления составлен с учетом существующего международного опыта в области корпоративного управления и Рекомендаций по применению принципов корпоративного управления казахстанскими акционерными обществами, утвержденных решением Экспертного совета по вопросам рынка ценных бумаг при Национальном Банке Республики Казахстан в сентябре 2002 года. Кодекс одобрен Советом Ассоциации финансистов Казахстана в марте 2005 года и Советом эмитентов в феврале 2005 года.

Компания приняла казахстанский Кодекс корпоративного управления в качестве своего Кодекса корпоративного управления. В 2012 году Кодекс корпоративного управления Компании был обновлен в целях его соответствия также Кодексу корпоративного управления Великобритании, принятому в 2010 году (за исключением некоторых положений, информация по которым приведена в настоящем разделе годового отчета). Принятые Компанией изменения устанавливают обязательства РД КМГ по корпоративному управлению в дополнение к предусмотренным Казахстанским кодексом корпоративного управления. Компания считает, что эти дополнительные изменения значительно укрепляют принимаемый Компанией режим корпоративного управления. РД КМГ также принимает во внимание другие положения Кодекса корпоративного управления Великобритании и будет стремиться к усовершенствованию своих стандартов корпоративного управления в будущем.

Дополнительные положения Кодекса корпоративного управления Компании в дополнение к требованиям законодательства Республики Казахстан (а именно казахстанского Кодекса корпоративного управления):

- Введены дополнительные принципы корпоративного управления:
  - Принцип независимой деятельности общества
  - Принцип ответственности
- Некоторые принципы дополнены различными положениями, такими как:
  - Принципы социальной политики
  - Положения о структуре взаимоотношений с акционерами Компании
  - Разделение полномочий между председателем Совета директоров и генеральным директором
  - Положения, описывающие обязанности председателя Совета директоров
  - Требование о минимальном количестве независимых директоров
  - Дополнительные положения, регулирующие требования и принципы установления «независимости» независимых директоров

---

# ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

- Положения о доступе к информации и повышении квалификации для директоров Компании
- Положения, регулирующие принципы вознаграждения директоров
- Положения о защите инсайдерской информации
- Положения об ответственности Совета директоров за обеспечение эффективной системы управления рисками
- Положения относительно оценки деятельности председателя и членов Совета директоров
- Положения относительно избрания/переизбрания членов Совета директоров

Действующая редакция Кодекса корпоративного управления Компании доступна на сайте РД КМГ.

В течение 2012 года Компания соблюдала положения казахстанского Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах.

В течение 2012 года Компания соблюдала положения своего Кодекса корпоративного управления во всех существенных аспектах, за исключением следующего:

- Кодекс корпоративного управления Компании предусматривает, что не менее одной трети членов Совета директоров должны быть независимыми директорами.

До сентября 2012 года в состав Совета директоров, состоящий из восьми членов, включая председателя, входили три независимых директора: Филип Дэйер, Пол Мандука и Эдвард Уолш. С 1 октября 2012 года Пол Мандука покинул Совет директоров, и до конца 2012 года избрание нового независимого директора не производилось. Таким образом, требование Кодекса корпоративного управления Компании относительно количества независимых директоров в составе Совета директоров не соблюдалось с 1 октября 2012 года.

- Кодекс корпоративного управления Компании предусматривает, что Комитет по вопросам кадров, созданный Советом директоров, дает рекомендации Совету директоров по кандидатурам новых директоров для последующего информирования Общего собрания акционеров при принятии им решения об избрании директоров.

Комитет по вопросам кадров разработал требования, предъявляемые к должности независимого директора и на основании исследований внешних консультантов предоставил Совету директоров рекомендации по кандидатуре для избрания в качестве независимого директора. Вместе с тем, Советом директоров не принято решение по данному вопросу в связи с несогласием Комитета по назначениям НК КМГ с критериями выбора кандидата.

Вследствие отказа Комитета по назначениям НК КМГ утвердить кандидата, предложенного для назначения в качестве третьего независимого директора, Компания в настоящее время имеет только двух независимых директоров. Данное обстоятельство представляет собой нарушение Устава Компании, а также несоблюдение Закона Республики Казахстан «Об акционерных обществах». Во время IPO Компании в сентябре 2006 года, НК КМГ заключила Договор о взаимоотношениях с Компанией, в соответствии с которым НК КМГ обязалась, помимо прочего, что «НК КМГ не будет голосовать по какому-либо решению акционеров (или какому-либо решению Совета директоров) о назначении или отстранении какого-либо независимого директора», за исключением определенных случаев, которые в настоящее время не применимы.

- Кодекс корпоративного управления Компании предусматривает проведение директорами заседания без участия председателя Совета директоров как минимум один раз в год для оценки результатов деятельности председателя Совета директоров, и в других случаях, по мере необходимости.

В 2012 году состоялось восемь заседаний независимых директоров, без участия председателя, на которых обсуждались следующие вопросы: стратегия развития Компании, взаимоотношения Компании с ее мажоритарным акционером, управление денежными средствами Компании и соблюдение Политики по управлению денежными средствами, вопросы внутреннего аудита и внутреннего контроля, сделки, в заключении которых имеется заинтересованность, избрание членов Совета директоров и политика преемственности, исполнение программы страхования. Оценка деятельности председателя Совета директоров директорами официально не проводилась. Однако, деятельность Совета директоров ежегодно оценивается независимым консультантом.

Кодекс корпоративного управления Компании предусматривает обязанность Совета директоров (вместе с Комитетом по вопросам внутреннего аудита), как минимум, один раз в год осуществлять оценку эффективности системы управления рисками.

---

Отдельный Комитет по рискам при Совете директоров не создавался, и указанные выше полномочия отнесены к компетенции Комитета Совета директоров по аудиту в соответствии с положением комитета. Подробная информация о деятельности Комитета по аудиту представлена на стр. 49 данного отчета. В 2012 году оценка эффективности системы управления рисками Советом директоров не проводилась. Вместе с тем, в годовом отчете представлена информация о факторах риска.

### **РАЗЛИЧИЯ МЕЖДУ КОДЕКСОМ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ И ПОЛОЖЕНИЯМИ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ВЕЛИКОБРИТАНИИ**

Ниже описаны основные различия между Кодексом корпоративного управления Компании и положениями Кодекса корпоративного управления Великобритании.

- В соответствии с положениями Кодекса корпоративного управления Великобритании после назначения на должность председатель Совета директоров должен удовлетворять критериям независимости, сформулированным в Кодексе корпоративного управления Великобритании.

В Кодекс корпоративного управления Компании положение в отношении независимости председателя Совета директоров не включено, и, по мнению директоров, председатель Совета директоров не удовлетворил бы критериям независимости, изложенным в соответствующем положении Кодекса корпоративного управления Великобритании или в соответствующем положении Кодекса корпоративного управления Компании. Председатель Совета директоров является представителем крупного акционера.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что не менее половины членов Совета директоров, исключая председателя, должны быть независимыми директорами.

В отличие от этого, Кодекс корпоративного управления и Устав Компании предусматривают, что не менее одной трети членов Совета директоров должны быть независимыми директорами. Согласно Уставу Компании, ряд ключевых вопросов, включая сделки с заинтересованностью, крупные сделки, одобрение социальных расходов, заключение контрактов на недропользование, требуют одобрения большинством независимых директоров. С Уставом Компании можно ознакомиться на корпоративном веб-сайте.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании также гласит, что Совет директоров должен назначить одного из независимых директоров в качестве старшего независимого директора.

Кодекс корпоративного управления Компании не предусматривает назначение Советом директоров старшего независимого директора, учитывая существующую на данное время структуру акционеров. Требование наличия старшего независимого директора будет время от времени рассматриваться.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает, что неисполнительные директора должны тщательно анализировать работу Правления на предмет ее соответствия согласованным целям и задачам, осуществлять контроль над его деятельностью, а также убедиться в полноте предоставляемой финансовой информации, а также в том, что финансовый контроль и системы риск-менеджмента являются эффективными и надежными.

Кодекс корпоративного управления Компании налагает такую ответственность на всех членов Совета директоров.

- Кодекс корпоративного управления Великобритании предусматривает ответственность неисполнительных директоров за определение соответствующих уровней вознаграждения исполнительных директоров и, кроме этого, выполнение ведущей роли в назначении и, в случае необходимости, освобождении от должности исполнительных директоров, и в планировании преемственности.

Кодекс корпоративного управления Компании налагает ответственность за определение соответствующих уровней вознаграждения исполнительных директоров на Комитет Совета директоров по вознаграждениям, и предусматривает участие Комитета Совета директоров по назначениям в процессе избрания и освобождения от должности исполнительных директоров. На практике – вопросы определения уровня вознаграждения членам Правления и их назначения находятся под влиянием мажоритарного акционера.

### **ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ДИРЕКТОРОВ**

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Компании, Совет директоров и Правление несут ответственность за достоверность годового отчета и финансовой отчетности Компании.

Согласно Правилам по раскрытию и прозрачности Листингового агентства Великобритании (UKLA's Disclosure and Transparency Rules), каждый член Совета директоров (см. стр. 46), исходя из имеющейся у него информации, подтверждает, что:

- финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с МСФО, дает правдивое и достоверное отражение активов, обязательств, финансового состояния, результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании, сведенного воедино баланса Компании с ее дочерними предприятиями;
- отчет руководства включает достоверные данные по результатам финансово-хозяйственной деятельности и финансового состояния Компании, ее общих обязательств с дочерними предприятиями, а также описание важнейших рисков и неопределенностей, с которыми они сталкиваются.

# ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

## СТРУКТУРА СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

По состоянию на 31 декабря 2012 года Совет директоров состоял из семи членов, которыми являлись:

| ФИО                | ДОЛЖНОСТЬ                                     |
|--------------------|---|
| ЛЯЗЗАТ КИИНОВ      | ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ                |
| АЛИК АЙДАРБАЕВ     | ЧЛЕН СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ (ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР) |
| ЕРЖАН ЖАНГАУЛОВ    | ЧЛЕН СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ                        |
| АСИЯ СЫРГАБЕКОВА   | ЧЛЕН СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ                        |
| ТИМУР БИМАГАМБЕТОВ | ЧЛЕН СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ                        |
| ФИЛИП ДЭЙЕР        | НЕЗАВИСИМЫЙ ДИРЕКТОР                          |
| ЭДВАРД УОЛШ        | НЕЗАВИСИМЫЙ ДИРЕКТОР                          |

По итогам внеочередного Общего собрания акционеров 27 февраля 2012 года были приняты следующие решения:

- Досрочно прекращены полномочия члена Совета директоров Балжанова Аскара;
- Членом Совета директоров избран Киинов Ляззат.

13 марта 2012 года решением Совета директоров Киинов Ляззат был избран председателем Совета директоров Компании.

По итогам годового Общего собрания акционеров 29 мая 2012 года были приняты следующие решения:

- Досрочно прекращены полномочия члена Совета директоров Утегалиева Сисенгали;
- Членом Совета директоров избран Бимагамбетов Тимур.

Независимый директор Пол Мандука покинул Совет директоров с 1 октября 2012 года в связи с его назначением председателем компании Prudential plc.

В соответствии с Кодексом корпоративного управления Компании, Совет директоров установил факт независимости директоров и считает, что Филип Дэйер и Эдвард Уолш являются независимыми по характеру и при принятии решений. Совет директоров установил, что не существует каких-либо отношений или обстоятельств, которые оказывают или могут оказать значительное влияние на независимые решения данных директоров.

## СТРУКТУРА ПРАВЛЕНИЯ

В 2012 году в состав Правления Компании входили руководители высшего звена, включая генерального директора и его заместителей.

### ЧЛЕНЫ ПРАВЛЕНИЯ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2012 ГОДА:

| ФИО             | ДОЛЖНОСТЬ   |
|-----------------|---|
| АЙДАРБАЕВ А. С. | ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР И ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ           |
| НУРСЕИТОВ А.А.  | ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ПО ПРОИЗВОДСТВУ      |
| САУЛЕБАЙ М.О.   | УПРАВЛЯЮЩИЙ ДИРЕКТОР ПО ПРАВОВЫМ ВОПРОСАМ               |
| ФРЕЙЗЕР Б.П.    | ФИНАНСОВЫЙ ДИРЕКТОР – ФИНАНСОВЫЙ КОНТРОЛЕР              |
| АШИРБЕКОВА Б.С. | УПРАВЛЯЮЩИЙ ДИРЕКТОР ПО УПРАВЛЕНИЮ И РАЗВИТИЮ ПЕРСОНАЛА |

В течение 2012 года на основании решения Совета директоров Компании в состав Правления внесены следующие изменения:

1. 26 января 2012 года было принято решение о:
  - Прекращении полномочий следующих членов Правления:
    - Ешманов Кийкбай
    - Бекежанова Жаннета
    - Аубакиров Аскар

- 
- Бисекен Багиткали
  - Хитуов Тарас
  - Жамауов Жумабек
- Избрании членами Правления следующих работников:
- Нурсеитов Абат
  - Фрейзер Бенджамин
  - Саулебай Малик
  - Салимов Эльдан
  - Аширбекова Ботагоз
2. 23 июня 2012 года принято решение о прекращении полномочий члена Правления Мирошникова Владимира
3. 28 сентября 2012 года принято решение о прекращении полномочий члена Правления Салимова Эльдана

### **ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ**

Распределение полномочий между Советом директоров, Правлением и генеральным директором Компании определяется Уставом Компании в разделах 12 и 13. Далее, полномочия и ответственность Совета директоров и Правления регламентированы Положением о Совете директоров и Положением о Правлении.

Совет директоров несет ответственность перед акционерами за эффективное управление и надлежащий контроль над деятельностью Компании и действует в соответствии с утвержденной системой принятия решений. Наиболее важными функциями Совета директоров являются определение направлений стратегического развития и политики Компании, принятие решений о потенциальных приобретениях нефтегазовых активов и прочие существенные вопросы.

Правление, в свою очередь, несет ответственность за разработку плана мероприятий по реализации данных функций и за текущую операционную деятельность Компании. Правление отчитывается перед Советом директоров за состояние проделанной работы по достижению целей Компании.

Совет директоров проводит заседания на регулярной основе и по мере необходимости.

За 2012 год Совет директоров провел 29 заседаний, включая 6 заседаний в очной форме, 21 заседание в заочной форме и 2 заседания посредством телефонной конференц-связи.

В течение года Советом директоров были рассмотрены, помимо прочего, следующие вопросы:

- Рассмотрение вопросов, связанных с исполнением стратегии развития Компании
- Утверждение бюджетов и бизнес-планов Компании
- Программа геологоразведки
- Программа обратного выкупа акций
- Вопросы охраны окружающей среды, здоровья и техники безопасности
- Вопросы подписания дополнений к контрактам на недропользование
- Вопросы взаимоотношений с аффилированными лицами, в том числе дочерними организациями НК КМГ
- Одобрение Компанией сделок с заинтересованностью (сделка в отношении поставок нефти на внутренний рынок во втором полугодии не была утверждена Советом директоров. Более подробная информация приведена в примечании 23 к консолидированной финансовой отчетности и секции «Реализация на внутреннем рынке РК» отчета «Анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности»)
- Создание двух дочерних организаций на базе основных производственных филиалов: АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», а также ТОО «Управление буровых работ и обслуживание скважин» и ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин»
- Передача права недропользования в пользу вышеуказанных дочерних организаций АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз»
- Реализация доли в ТОО «Kazakhstan Petrochemicals Industries Inc.»
- Привлечение партнера в проект «Северный Карповский»
- Вопросы, отнесенные к компетенции высших органов дочерних организаций
- Вопросы комплаенс, вопросы соблюдения закона о борьбе с коррупцией Великобритании (UK Bribery Act)
- Избрание нового председателя Совета директоров
- Вопросы составов комитетов Совета директоров

# ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

- Избрание членов Правления
- Определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления
- Предоставление опционов в соответствии с Опционной программой
- Предварительное утверждение консолидированной отчетности за 2011 год
- Внесение предложений по размеру дивиденда по итогам 2011 года
- Отчет о работе Совета директоров и Правления в 2011 году
- Отчет по оценке деятельности Совета директоров в 2011 году
- Рассмотрение планов и отчетов службы внутреннего аудита, хода выполнения рекомендаций службы внутреннего аудита
- Определение результативности ключевых показателей эффективности деятельности (КПД) службы внутреннего аудита и кадровые вопросы службы внутреннего аудита

Советом директоров в 2012 году были утверждены следующие документы:

- Кодекс корпоративного управления в новой редакции (одобрение)
- Кодекс корпоративной этики
- Уставы и внутренние документы дочерних организаций

Также Совет директоров рассмотрел и рекомендовал Общему собранию акционеров внесение изменений в Устав Компании.

## ПРИСУТВИЕ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ЧЛЕНОВ КОМИТЕТОВ В ЗАСЕДАНИЯХ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И КОМИТЕТОВ (2012)

|   | СД | КПА | КПН | КПВ | КСП |
|---|----|-----|-----|-----|-----|
| КОЛИЧЕСТВО ЗАСЕДАНИЙ, ПРОВЕДЕННЫХ В 2012 ГОДУ | 29 | 5   | 3   | 7   | 1   |
| ЛЯЗЗАТ КИИНОВ                                 | 22 | -   | 1   | -   | -   |
| СИСЕНГАЛИ УТЕГАЛИЕВ                           | 5  | -   | -   | -   | -   |
| АЛИК АЙДАРБАЕВ                                | 29 | -   | 3   | -   | 1   |
| ЕРЖАН ЖАНГАУЛОВ                               | 28 | -   | -   | -   | -   |
| АСИЯ СЫРГАБЕКОВА                              | 29 | -   | -   | -   | -   |
| ТИМУР БИМАГАМБЕТОВ                            | 19 | -   | -   | -   | -   |
| ПОЛ МАНДУКА                                   | 23 | 4   | 2   | 6   | -   |
| ФИЛИП ДЭЙЕР                                   | 29 | 5   | 3   | 7   | -   |
| ЭДВАРД УОЛШ                                   | 29 | 5   | 3   | 7   | 1   |

Правление является исполнительным органом и осуществляет руководство текущей деятельностью Компании. В 2012 году на регулярной основе и по мере необходимости было проведено 39 заседаний Правления Компании.

В 2012 году Правление Компании рассмотрело следующие наиболее важные вопросы, относящиеся к операционной деятельности Компании:

- Об одобрении создания ТОО «Управление буровых работ и обслуживания скважин» («УБР»)
- Об одобрении создания ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин» («УТТиОС»)
- Об одобрении скорректированного бюджета на 2012 год
- Об инвестиционном стратегическом проекте «Создание и развитие АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбамунайгаз» на базе имущества и имущественных прав АО «РД «КазМунайГаз»

- 
- Проект «Создание и обеспечение готовности к хозяйственной деятельности ТОО «УТТиОС» и структурного подразделения ПСП УБР ПФ «ОМГ» АО «РД «КазМунайГаз»
  - Утвержден ряд процедур, регулирующих внутреннюю деятельность Компании.

Правление принимает решения по иным вопросам обеспечения деятельности Компании, не относящимся к исключительной компетенции Общего собрания акционеров, Совета директоров и должностных лиц Компании.

## **КОМИТЕТ ПО АУДИТУ**

### **ЧЛЕНЫ КОМИТЕТА ПО АУДИТУ**

В 2012 году в состав указанного комитета входили только независимые директора, а именно: Филип Дэйер (председатель Комитета), и Эдвард Уолш. В связи с прекращением полномочий независимого директора Пола Мандука, с 1 октября 2012 года председателем Комитета является Филип Дэйер. Назначение в Комитет по аудиту осуществляется на период до трех лет, который может быть продлен по решению Совета директоров не более чем на два дополнительных периода по три года, при условии, что члены Комитета по аудиту остаются независимыми.

### **КОЛИЧЕСТВО ЗАСЕДАНИЙ**

В течение 2012 года Комитетом по аудиту проведено 5 заседаний. Председатель Комитета по аудиту принимает решение о периодичности и сроках проведения заседаний комитета. Количество заседаний определяется в соответствии с требованиями по исполнению обязанностей комитета. Вместе с тем должно быть не менее четырех заседаний в течение года, которые должны совпадать с основными датами цикла подготовки финансовой отчетности и проведения аудита Компании (когда готовы аудиторские планы внутренних и внешних аудиторов и когда близки к завершению промежуточные финансовые отчеты, предварительные объявления и годовой отчет).

### **ОТВЕТСТВЕННОСТЬ И ОБЯЗАННОСТИ КОМИТЕТА ПО АУДИТУ**

Комитет по аудиту несет ответственность, помимо прочего, за любые отчеты, содержащие финансовую информацию Компании, мониторинг системы управления рисками и системы внутреннего контроля и за вовлечение аудиторов Компании в этот процесс. Он также получает информацию от службы внутреннего аудита Компании, которая следит за соблюдением процедур внутреннего контроля Компании. В частности, комитет занимается вопросами соблюдения требований законодательства, бухгалтерских стандартов, применимых правил Листингового агентства Великобритании (UKLA) и Казахстанской фондовой биржи (KASE), обеспечения эффективной системы внутреннего контроля. Совет директоров также несет ответственность за предварительное одобрение годового финансового отчета.

Комитет по аудиту периодически проверяет крупные сделки по приобретениям и отчуждениям и рассматривает любые вопросы, с которыми Совет директоров может обратиться к Комитету по аудиту.

Ежегодно, на Общем собрании акционеров, председатель Комитета по аудиту через председателя Совета директоров докладывает результаты деятельности Комитета по аудиту и отвечает на вопросы, связанные с деятельностью Комитета по аудиту.

### **ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМИТЕТА ПО АУДИТУ В 2012 ГОДУ**

- Финансовая отчетность
  - Рассмотрение вопросов подготовки финансовой отчетности в соответствии с МСФО
  - Утверждение квартальных и годовых финансовых отчетов для раскрытия на Казахстанской и Лондонской фондовых биржах
  - Одобрение пресс-релизов по финансовой отчетности и обзоров результатов финансово-хозяйственной деятельности
- Внутренний аудит
  - Рассмотрение и одобрение плана работы службы внутреннего аудита
  - Кадровые вопросы службы внутреннего аудита
  - Оценка эффективности внутреннего аудита
- Социальные расходы Компании
- Прогнозы движения денежных средств Компании
- Соблюдение Политики управления денежными средствами
- COMPLIANCE
  - Рассмотрение проекта Кодекса корпоративной этики
  - Рассмотрение проекта Кодекса корпоративного управления в новой редакции
  - Рассмотрение проекта Политики по противодействию коррупции
  - Рассмотрение проекта Политики инициативного информирования
  - Рассмотрение вопросов соблюдения закона о борьбе с коррупцией Великобритании (UK Bribery Act)

# ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

## КОМИТЕТ ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

### ЧЛЕНЫ КОМИТЕТА ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

В 2012 году в состав указанного комитета входили только независимые директора. Его членами являлись Филип Дэйер (председатель Комитета), Пол Мандука (до 1 октября 2012 года) и Эдвард Уолш. Сроки полномочий членов комитета совпадают со сроками их полномочий в качестве членов Совета директоров.

### ОТВЕТСТВЕННОСТЬ И ОБЯЗАННОСТИ КОМИТЕТА ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

Комитет по вознаграждениям несет ответственность за мониторинг действующей в Компании системы вознаграждения членов Совета директоров, генерального директора, членов Правления и иных работников Компании, в том числе анализ политики вознаграждения в сравнении с другими компаниями.

Также Комитет по вознаграждениям несет ответственность за разработку и предоставление рекомендаций Совету директоров по принципам и критериям определения размера и условий выплаты вознаграждений и компенсаций членам Совета директоров, генеральному директору и членам Правления Компании и по одобрению условий опционных планов Компании и других долгосрочных программ мотивации руководителей и работников Компании.

Комитет по вознаграждениям осуществляет надзор за согласованием политики Компании в области вознаграждения и действующей в Компании системы вознаграждения со стратегией развития Компании и ее финансовым положением, а также с ситуацией на рынке труда.

Комитет по вознаграждениям осуществляет надзор за обеспечением надлежащего раскрытия информации в отношении вознаграждений и компенсаций членов Правления и Совета директоров Компании в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан, Листинговых правил и внутренних документов Компании.

Кроме того, Комитет по вознаграждениям осуществляет контроль над выполнением решений Общего собрания акционеров в части определения размера и порядка выплаты вознаграждения членам Совета директоров Компании.

Комитет по вознаграждениям регулярно отчитывается перед Советом директоров о своей работе и, кроме того, ежегодно проводит анализ соблюдения комитетом Положения о Комитете по вознаграждениям с предоставлением информации Совету директоров.

### ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМИТЕТА ПО ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ В 2012 ГОДУ

В течение 2012 года Комитет по вознаграждениям провел 7 заседаний. Заседания комитета проводятся по мере необходимости, но в любом случае не реже одного раза в шесть месяцев. Заседания могут созываться по инициативе председателя комитета, члена комитета или по решению Совета директоров.

В 2012 году Комитет по вознаграждениям рассмотрел такие вопросы, как:

- определение размера должностных окладов и условий оплаты труда и премирования членов Правления;
- вопросы, относящиеся к Опционной программе;
- рассмотрение вопросов по переходу к системе мотивации персонала.

Общие суммы вознаграждений, начисленных независимым директорам за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, указаны в нижеследующей таблице:

| ФИО          | ГОДОВОЕ<br>ТЫС. US\$ | ФИЗИ-<br>ЧЕСКОЕ<br>УЧАСТИЕ<br>ТЫС. US\$ | ТЕЛЕ-<br>ФОН-ВИДЕО<br>УЧАСТИЕ<br>ТЫС. US\$ | ЗАСЕДАНИЯ<br>НЕЗАВИСИ-<br>МЫХ ДИ-<br>РЕКТОРОВ<br>ТЫС. US\$ | ВОЗГЛАВ-<br>ЛЕНИЕ<br>КОМИТЕТА<br>ТЫС. US\$ | ИТОГО 2012<br>(ЗА ВЫ-<br>ЧЕТОМ<br>НАЛОГОВ)<br>ТЫС. US\$ | ИТОГО 2012<br>(ВКЛЮЧАЯ<br>НАЛОГИ)<br>ТЫС. KZT |
|--------------|----------------------|---|--|--|--|---|---|
| ПОЛ МАНДУКА  | 112,5                | 50                                      | 10   | 15   | 18,7                                       | 206,2   | 34 126  |
| ЭДВАРД УОЛШ  | 150                  | 60                                      | 15   | 22,5   | 15   | 262,5   | 43 562  |
| ФИЛИП ДЭЙЕР  | 150                  | 60                                      | 15   | 22,5   | 15   | 262,5   | 43 562  |
| <b>ИТОГО</b> | <b>412,5</b>         | <b>170</b>                              | <b>40</b>                                  | <b>60</b>  | <b>48,7</b>                                | <b>731,2</b>  | <b>121 250</b>                                |

Остальные члены Совета директоров не получают вознаграждение в качестве членов Совета директоров, но имеют право на возмещение расходов, связанных с таким назначением.

## КОМИТЕТ ПО НАЗНАЧЕНИЯМ

В 2012 году в состав Комитета по назначениям входили: Алик Айдарбаев (председатель Комитета, до 26 июня 2012 года), Ляззат Киинов (с 26 июня 2012 года), Эдвард Уолш (и.о. председателя Комитета), Пол Мандука (до 1 октября 2012 года) и Филип Дэйер.

Основной целью деятельности комитета является повышение эффективности и качества работы Совета директоров при подборе специалистов для замещения должностей в органах Компании, а также обеспечение преемственности при смене должностных лиц Компании, определение критериев подбора кандидатов на должности членов Совета директоров, генерального директора, членов Правления и корпоративного секретаря Компании.

Комитет по назначениям рассматривает вопросы, связанные с изменением в составе Совета директоров и Правления; с прекращением полномочий и назначением на должность корпоративного секретаря; уходом на пенсию и назначением дополнительных и замещающих директоров.

### ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМИТЕТА ПО НАЗНАЧЕНИЯМ ЗА 2012 ГОД

В течение 2012 года комитетом было проведено 3 заседания, где были рассмотрены вопросы:

- привлечение компании для поиска кандидата на должность независимого директора Общества;
- определение критериев кандидата на должность независимого директора Общества;
- рекомендации Совету директоров кандидатуры для избрания на должность независимого директора;
- рекомендации Совету директоров по составу комитетов Совета директоров;
- рекомендации об избрании члена Правления.

## КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ

В 2012 году в состав Комитета по стратегическому планированию входили: Эдвард Уолш (председатель Комитета), Алик Айдарбаев (до 18 января 2013 года), Тимур Бимагамбетов и Филип Дэйер (с 26 июня 2012 года).

Основной целью деятельности комитета является разработка и предоставление рекомендаций Совету директоров Компании по вопросам выработки приоритетных направлений деятельности Компании и стратегии ее развития.

### ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМИТЕТА ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ ЗА 2012 ГОД

В течение 2012 года комитетом было проведено 1 заседание, где были рассмотрены вопросы:

- вопросы, связанные с исполнением действующей стратегии развития Компании;
- программа геологоразведки;
- развитие бизнеса, программа приобретений;
- проблемы с исполнением плана добычи и их решение;
- структура взаимодействия с АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз».

В ходе данного заседания Комитету было сообщено, что НК КМГ пересматривает свою стратегию и было рекомендовано обсуждение стратегии Компании отложить до получения результатов рассмотрения стратегии НК КМГ. НК КМГ представила обновленную стратегию членам комитета в январе 2013 года.

## ДОЛИ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

Доли членов Совета директоров в простых, привилегированных акциях и ГДР Компании согласно информации, предоставленной членами Совета директоров на 31 декабря 2012 года:

| ФИО         | КОЛИЧЕСТВО<br>ПРОСТЫХ АКЦИЙ | КОЛИЧЕСТВО ГДР | КОЛИЧЕСТВО<br>ПРИВИЛЕГИРОВАННЫХ АКЦИЙ |
|-------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|
| ФИЛИП ДЭЙЕР | -                           | 6 828          | -                                     |
| ЭДВАРД УОЛШ | -                           | -              | -                                     |

## ОСНОВНЫЕ АКЦИОНЕРЫ И/ИЛИ ДЕРЖАТЕЛИ ГДР

В соответствии с законодательством Республики Казахстан ниже представлен список держателей ценных бумаг Компании, которые владеют акциями по состоянию на 31 декабря 2012 года, о количестве которых необходимо сообщать. Данное требование не распространяется на держателей ГДР, однако Компания считает необходимым указать информацию о том, что 30 сентября 2009 года государственный инвестиционный фонд Китайской Народной Республики China Investment Corporation (CIC) объявил о приобретении ГДР, равнозначные около 11 % акций Компании в форме ГДР.

| АКЦИОНЕР  | КОЛИЧЕСТВО<br>ПРОСТЫХ АКЦИЙ | КОЛИЧЕСТВО<br>ПРИВИЛЕГИРОВАННЫХ АКЦИЙ | ВСЕГО РАЗМЕЩЕН-<br>НЫХ АКЦИЙ |
|---|-----------------------------|---------------------------------------|------------------------------|
| КОЛИЧЕСТВО ВЫПУЩЕННЫХ АКЦИЙ                     | 70 220 935                  | 4 136 107                             | 74 357 042                   |
| ВО ВЛАДЕНИИ АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»                | 43 087 006                  | -                                     | 43 087 006                   |
| ПРОЦЕНТ ОТ ВЫПУЩЕННОГО АКЦИОНЕРНОГО<br>КАПИТАЛА | 61,36%                      | 0,00%                                 | 57,95%                       |

---

# ИНФОРМАЦИЯ ПО КОРПОРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

## **ДОГОВОРЫ ДИРЕКТОРОВ, ПИСЬМА О НАЗНАЧЕНИИ ДИРЕКТОРОВ И ТРУДОВЫЕ ДОГОВОРЫ ЧЛЕНОВ ПРАВЛЕНИЯ**

### **ДОГОВОРЫ С ДИРЕКТОРАМИ**

Полномочия Аскара Балжанова, как члена Совета директоров, прекращены досрочно 27 февраля 2012 года.

- Ляззат Киинов был избран членом Совета директоров 27 февраля 2012 года.
- Полномочия Сисенгали Утегалиева, как члена Совета директоров, прекращены 29 мая 2012 года.
- Тимур Бимагамбетов был избран членом Совета директоров 29 мая 2012 года.

### **ТРУДОВЫЕ ДОГОВОРЫ ЧЛЕНОВ ПРАВЛЕНИЯ**

Все члены Правления заключили трудовые договоры с Компанией в соответствии с внутренними правилами Компании.

За исключением вышеизложенного, не существует и не предполагается заключение никаких иных трудовых договоров Компании с членами Совета директоров или членами Правления.

## **ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ**

В Компании функционирует система внутреннего контроля и управления рисками. Система разработана с целью определения, оценки и управления значительными рисками, связанными с достижением Компанией своих бизнес целей, с учетом сохранности инвестиций акционеров в Компанию.

Система разработана на основе надежно зарекомендовавших себя международных методик, а также с учетом требований правил листинга Лондонской фондовой биржи и Кодекса корпоративного управления Великобритании.

Существующий порядок подчиненности и взаимодействия между элементами системы внутреннего контроля обеспечивает уровень независимости, необходимый для ее эффективного функционирования, и соответствует передовой международной практике в данной области.

Ключевые элементы системы внутреннего контроля Компании включают в себя:

- Внутреннюю документацию Компании, такую как финансовая, операционная, административная политика, политику по управлению денежными средствами и другие процедуры.
- Постоянный мониторинг операционной, финансовой деятельности и работы, связанной с соблюдением требований техники безопасности в Компании.

Служба внутреннего аудита Компании предоставляет Совету директоров объективную информацию о том, насколько система внутреннего контроля Компании достаточно сформирована и действует эффективно. В своей работе служба внутреннего аудита использует риск ориентированный подход, который позволяет выявлять и концентрировать максимальное внимание на критически важных областях деятельности компании, тем самым помогая повышать общую эффективность Компании и качество корпоративного управления. Служба внутреннего аудита отслеживает выполнение рекомендаций руководством и отчитывается по ним Комитету по аудиту и Совету директоров.

В отношении управления рисками Правление создало Комитет по управлению рисками, и более детальная информация по его деятельности представлена ниже.

### **КОМИТЕТ ПО УПРАВЛЕНИЮ РИСКАМИ**

Комитет по управлению рисками создан при Правлении Компании.

Основной целью деятельности Комитета является оперативное рассмотрение вопросов по управлению рисками в Компании, подготовка рекомендаций Правлению для принятия им решений по вопросам управления рисками, а также мониторинг эффективности системы управления рисками и выработка рекомендаций структурным подразделениям Компании по совершенствованию системы управления рисками для повышения уровня эффективности бизнес-процессов и достижения стратегических целей Компании.

Общую информацию по профилю рисков Компании можно найти в разделе «Факторы риска» на стр. 72.

## ИНФОРМАЦИЯ ПО НАЛОГООБЛОЖЕНИЮ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ

Нижеследующий обзор основан на законодательстве Великобритании и практике Государственного Управления Великобритании по налоговым и таможенным сборам на дату настоящего документа, каждый из которых может изменяться, возможно, приобретая обратную силу. Если нет других указаний, настоящий обзор касается только некоторых последствий налогообложения Великобритании для абсолютных бенефициарных владельцев акций или ГДР, которые (1) являются резидентами Великобритании в налоговых целях; (2) не являются резидентами в целях налогообложения в любой другой юрисдикции; и (3) не имеют постоянного учреждения в Республике Казахстан, с которым связано владение акциями или ГДР («Держатели из Великобритании»).

Кроме того, в настоящем обзоре (1) рассматриваются только налоговые последствия для Держателей из Великобритании, которые владеют акциями и ГДР в качестве основного капитала, и не рассматриваются налоговые последствия, которые могут иметь отношение к некоторым другим категориям Держателей из Великобритании, например, дилерам; (2) допускается, что Держатель из Великобритании прямо или косвенно не контролирует 10 или более процентов голосующих акций компании; (3) допускается, что держатель ГДР имеет бенефициарное право на базовые акции и дивиденды по таким акциям; и (4) не рассматриваются налоговые последствия для Держателей из Великобритании, представляющих собой страховые компании, инвестиционные компании или пенсионные фонды.

Данный обзор является общим руководством, и он не предназначен и не должен рассматриваться конкретными Держателями из Великобритании в качестве консультации по юридическим и налоговым вопросам. Соответственно, инвесторам следует проконсультироваться у своих консультантов по налоговым вопросам относительно общих налоговых последствий, в том числе последствий приобретения, владения и отчуждения акций или ГДР в соответствии с законодательством Великобритании и практикой Государственного Управления Великобритании по налоговым и таможенным сборам в их конкретном случае.

### ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ У ИСТОЧНИКА ВЫПЛАТЫ

При допущении, что доход, получаемый по ГДР, не имеет источника в Великобритании, такой доход не должен облагаться налогом у источника выплаты Великобритании. Выплата дивидендов по акциям не будет облагаться налогом у источника выплаты Великобритании.

### НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ДИВИДЕНДОВ

Держатель из Великобритании, получающий дивиденд по акциям или ГДР, может быть обязан уплатить подоходный или корпоративный налог Великобритании (в зависимости от случая) на валовую сумму дивиденда, выплаченного до вычета казахстанских налогов у источника выплаты, с учетом наличия какой-либо суммы в зачет казахстанского налога у источника выплаты. Держатель из Великобритании – физическое лицо, являющееся резидентом и проживающее в Великобритании, будет уплачивать подоходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, и имеет право на невозмещаемый налоговый кредит, который равен одной девятой от полученного дивиденда. Держатель из Великобритании – физическое лицо, являющееся резидентом, но не проживающее в Великобритании и имеющее право на налогообложение Великобритании, и предпочитает налогообложение Великобритании на основе перевода средств, будет уплачивать подоходный налог Великобритании на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, в той мере, в которой дивиденд перечислен или считается перечисленным в Великобританию, а также имеет право на невозмещаемый налоговый кредит, который равен одной девятой от полученного дивиденда.

Держатель акций из Великобритании, в целях налогообложения являющийся компанией-резидентом Великобритании, не подлежит оплате корпоративного налога на дивиденд, выплаченный по акциям или ГДР, за исключением случаев, при которых к нему применимы определенные правила против уклонения от налогов.

### НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ПРИ ОТЧУЖДЕНИИ ИЛИ УСЛОВНОМ ОТЧУЖДЕНИИ

Отчуждение долей Держателя из Великобритании в акциях или ГДР может привести к облагаемому налогом доходу или разрешенному вычету в целях налогообложения облагаемого дохода в Великобритании, зависящим от положения Держателя из Великобритании и подлежащим освобождению от уплаты налога. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом-резидентом и проживает в Великобритании, при отчуждении доли в акциях или ГДР будет обязан уплатить налог Великобритании на прирост капитала на облагаемый налогом доход. Держатель из Великобритании, который является физическим лицом-резидентом, не проживающим в Великобритании и имеющим право на налогообложение Великобритании, и предпочитает налогообложение Великобритании на основе перевода средств, будет уплачивать налог Великобритании на прирост капитала в той мере, в которой облагаемый налогом доход, полученный при отчуждении доли в акциях или ГДР, перечислен или считается перечисленным в Великобританию. В частности, сделки с ГДР на Лондонской фондовой бирже могут привести к перечислению прибыли, которая, соответственно, будет облагаться налогом Великобритании на прирост капитала.

Физическое лицо – держатель акций или ГДР, который перестает быть резидентом или не проживает в Великобритании в налоговых целях в течение менее полных пяти лет и отчуждает такие акции или ГДР в течение такого периода, при возвращении в Великобританию может быть обязан уплатить налог Великобритании на прирост капитала, несмотря на то, что во время отчуждения он не был резидентом и не проживал в Великобритании.

Держатель из Великобритании, который является юридическим лицом, будет уплачивать корпоративный налог Великобритании на любой облагаемый налогом доход от реализации акций или ГДР.

## ДЕЙСТВИЕ НАЛОГОВ КАЗАХСТАНА У ИСТОЧНИКА ВЫПЛАТЫ

Выплата дивидендов по акциям и ГДР облагается казахстанским налогом у источника выплаты. У Держателя из Великобритании – физического лица-резидента должно быть право на зачет казахстанского налога у источника выплаты, удержанного из таких платежей в счет подоходного налога Великобритании на такие выплаты в соответствии с порядком расчета такой суммы зачета в Великобритании. Держатель акций из Великобритании, являющийся компанией-резидентом Великобритании, обычно не оплачивает корпоративный налог на выплаченный дивиденд и, таким образом, обычно будет не в состоянии требовать вычета их из любых казахстанских налогов у источника выплаты.

## ГЕРБОВЫЙ СБОР И ЭКВИВАЛЕНТНЫЙ ГЕРБОВОМУ СБОРУ НАЛОГ («ЭГСН»)

При допущении, что документ, оформляющий сделку или содержащий договоренность о передаче одной или нескольких акций или ГДР, (i) не подписан в Великобритании или (ii) не касается какой-либо собственности, находящейся в Великобритании, или действия, совершенного или совершаемого в Великобритании (что может включать участие в платежах на банковские счета в Великобритании), такой документ не должен облагаться гербовым сбором на объявленную стоимость.

Даже если документ, оформляющий сделку или содержащий договоренность о передаче одной или нескольких акций или ГДР, (i) подписан в Великобритании и (или) (ii) касается какой-либо собственности, находящейся в Великобритании, или действия, совершенного или совершаемого в Великобритании, то на практике не должно быть необходимости уплачивать гербовый сбор на объявленную стоимость на такой документ в Великобритании, если такой документ не требуется для каких-либо целей в Великобритании. Если возникает необходимость в уплате гербового сбора на объявленную стоимость в Великобритании, то возможна необходимость в уплате процентов и штрафов.

Поскольку ГДР относятся к ценным бумагам, стоимость которых выражена не в фунтах стерлингов, то гербовый сбор на «документ на предъявителя» не должен уплачиваться ни на выпуск ГДР, ни на передачу ценных бумаг, которые передаются посредством ГДР.

При допущении, что акции (i) не регистрируются в реестре, находящемся в Великобритании, или (ii) не объединяются с акциями, выпущенными зарегистрированной в Великобритании компанией, договор о передаче акций или ГДР не должен облагаться ЭГСН.



# АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

**Задачей нижеследующего документа является помощь в понимании и оценке тенденций и существенных изменений в результатах операционной и финансовой деятельности Компании. Настоящий обзор основан на консолидированной финансовой отчетности Компании и его следует читать вместе с консолидированной финансовой отчетностью и сопроводительными примечаниями. Все финансовые данные и их обсуждение основываются на консолидированной финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО.**

## ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (здесь и далее – Компания или РД КМГ) занимается разведкой, разработкой, добычей УВС и приобретением новых нефтегазовых активов. Основная деятельность нефтегазовых объектов осуществляется в Прикаспийской низменности, Мангистауском и Южно-Торгайском нефтеносных бассейнах. Прямым основным акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (НК КМГ), которая представляет интересы государства в нефтегазовой промышленности Казахстана. Компания разрабатывает 47 месторождений нефти и газа, в т.ч. АО «Озенмунайгаз» (далее – ОМГ) – 2 месторождения, АО «Эмбамунайгаз» (далее – ЭМГ) – 40 месторождений, ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» – 5 месторождений. Кроме того, Компания имеет 51 % долю в совместно контролируемой компании KS EP Investments BV, 50 % долю в ТОО «СП «Казгермунай», «CCEL» и Ural Group Limited BVI («UGL»), а также 33 % долю в «ПетроКазахстан Инк».

Компания осуществляет разведку на следующих участках: блоках Лиман, Тайсойган, Каратон-Саркамыс, Узень-Карамандыбас, Новобогатинск Западный, «Федоровский» (UGL), Карповский Северный (KS EP Investments BV), Темир, Терескен, Жаркамыс Восточный-1 (ТОО «РД КМГ Разведочные активы»), а также владеет 35%-ной долей участия в лицензии на разведку в Британском секторе Северного моря, где располагается перспективная структура «Уайт Беар».

Добыча нефти Компании, учитывая долевое участие Компании (50 % доля в ТОО СП «Казгермунай», 50 % доля в «CCEL» и 33 % доля в «ПетроКазахстан Инк») за 2012 год составила 12 191 тыс. тонн или 247 тыс. баррелей в сутки (ОМГ и ЭМГ – 156 тыс. баррелей в сутки, «ПетроКазахстан Инк» – 39 тыс. баррелей в сутки, ТОО СП «Казгермунай» – 33 тыс. баррелей в сутки, «CCEL» – 19 тыс. баррелей в сутки).

Данный анализ финансового положения и результатов финансово-экономической деятельности затрагивает деятельность вышеуказанных предприятий.

## УСЛОВИЯ ВЕДЕНИЯ БИЗНЕСА И ПРОГНОЗ

К основным макроэкономическим факторам, влияющим на финансовое положение Компании за отчетный период, относятся: динамика цен на нефть, колебания валютных курсов, в частности, обменного курса тенге к доллару США и темпы инфляции в стране.

### ОБЗОР РЫНКА В 2012 ГОДУ

Цена на нефть сорта Брент в 2012 году в среднем составила 111,70 долл. США за баррель, почти без изменений по сравнению с 2011 годом.

| 4 КВАРТАЛ<br>2012     | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |             | 2012                  | 2011   | ИЗМЕНЕНИЕ |
|-----------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|-------------|-----------------------|--------|-----------|
| (ДОЛЛ. США / БАРРЕЛЬ) |                   |                   |                           | %           | (ДОЛЛ. США / БАРРЕЛЬ) |        | %         |
| 110,10                | 109,50            | 109,36            | 0,7%                      | BRENT (DTD) | 111,70                | 111,26 | 0,4%      |

Большая часть доходов, финансовых активов и займов Компании деноминирована в долларах США, в то время как основная часть расходов – в тенге. Компания управляет валютным риском через снижение или увеличение доли финансовых инструментов, деноминированных в долларах США, в своем портфеле.

Обменный курс тенге/доллар США и темпы инфляции в стране, измеренные по индексу потребительских цен («ИПЦ»), за указанные периоды сложились следующим образом:

| 4 КВАРТАЛ<br>2012 | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |   | 2012   | 2011   | ИЗМЕНЕНИЕ |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|---|--------|--------|-----------|
| 150,44            | 149,68            | 147,91            | 1,7%                      | СРЕДНИЙ ОБМЕННЫЙ КУРС,<br>ТЕНГЕ ЗА 1 ДОЛЛАР США         | 149,11 | 146,62 | 1,7%      |
| 2,1%              | 1,2%              | 1,2%              | 75,0%                     | ИПЦ   | 6,0%   | 7,4%   | -18,9%    |
| 150,74            | 149,86            | 148,40            | 1,6%                      | ОБМЕННЫЙ КУРС, ТЕНГЕ ЗА<br>1 ДОЛЛАР США НА ДАТУ БАЛАНСА | 150,74 | 148,40 | 1,6%      |

Источник: Национальный банк Казахстана

# АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Курс тенге изменился по отношению к доллару США со 146,62 тенге/доллар США в среднем за 2011 год до 149,11 тенге/доллар США в среднем за 2012 год. Уровень инфляции в 2012 году составил 6,0% по сравнению с 7,4% в 2011 году.

## ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Объем добычи нефти Компании от основных активов за 2012 год составил 7 766 тыс. тонн, что на 2% меньше аналогичного показателя за 2011 год.

| 4 КВАРТАЛ<br>2012 | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |              | 2012         | 2011         | ИЗМЕНЕНИЕ  |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| 1 251             | 1 232             | 1 293             | -3%                       | ОМГ          | 4 950        | 5 082        | -3%        |
| 720               | 720               | 715               | 1%                        | ЭМГ          | 2 816        | 2 818        | 0%         |
| <b>1 971</b>      | <b>1 952</b>      | <b>2 008</b>      | <b>-2%</b>                | <b>ВСЕГО</b> | <b>7 766</b> | <b>7 900</b> | <b>-2%</b> |

Как уже отмечалось ранее, снижение добычи по сравнению с прошлым годом произошло в основном в результате увеличения простаивающего и снижающего фонда скважин, низкого межремонтного периода скважин, а также не выполнения геолого-технических мероприятий. Кроме того, снижение связано с низким качеством и несвоевременной поставкой подземного оборудования и запчастей, с изношенностью наземной и подземной инфраструктуры скважин, проблемами при подготовке морской и сточной воды для закачки в пласт, проблемами химизации объектов нефтедобычи, низким качеством глушения скважин, с вынужденными простоями бригад ПРС в ожидании спецтехники и оборудования. Вышеуказанные факторы повлияли на качество и частоту проводимых ПРС и ремонтов подземного оборудования, что в свою очередь привело к увеличению простаивающего и снижающего фонда нефтяных скважин, и как следствие к невыполнению принятой программы по добыче нефти. Такие факторы, как: аварийные отключения электроэнергии энергоснабжающей организацией в течение 2012 года и резкое ухудшение погодных условий (аномальные заморозки, снегопады, буран, а также паводки) в зимние и весенние месяцы, также повлияли на отставание от первоначального утвержденного плана.

По состоянию на 1 января 2013 года эксплуатационный фонд скважин включает 5 981 добывающую и 1 670 нагнетательных скважин. В том числе, в ОМГ – 3 698 добывающих и 1 212 нагнетательных скважин, в ЭМГ – 2 283 добывающих и 458 нагнетательных скважин. Основная часть месторождений Компании находится в поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью и общим снижением уровня добычи нефти. Для достижения намеченных планов по добыче нефти Компанией проводились работы по эксплуатационному бурению, капитальному ремонту скважин и мероприятия по интенсификации добычи нефти.

В 2012 году в ОМГ из бурения в эксплуатацию введена 181 скважина (104 нефтяных, 77 нагнетательных), что на 9 скважин больше, чем за 2011 год. Добыча нефти от ввода новых скважин составила 151 тыс. тонн по сравнению с 186 тыс. тоннами в 2011 году. В 2012 году был осуществлен капитальный ремонт 675 скважин, что обеспечило 248 тыс. тонн дополнительной добычи. В 2012 году по ОМГ было проведено 111 скважино-операций по гидроразрыву пласта, что на 39 скважино-операции меньше, чем за 2011 год. Проведение скважино-операций по гидроразрыву пласта в 2012 году обеспечило 120 тыс. тонн дополнительной добычи, что на 103 тыс. тонн меньше, чем в 2011 году.

В 2012 году в ЭМГ из бурения в эксплуатацию введено 65 скважин (59 нефтяных, 6 нагнетательных), что на уровне показателя за 2011 год. При этом добыча нефти от ввода новых скважин составила 86 тыс. тонн по сравнению с 71 тыс. тонн в 2011 году. В 2012 году осуществлен капитальный ремонт 282 скважин, что обеспечило 90 тыс. тонн дополнительной добычи. В 2012 году по ЭМГ было проведено 10 скважино-операций по гидроразрыву пласта, что на уровне показателя за 2011 год. Проведение скважино-операций по гидроразрыву пласта в 2012 году обеспечило 25 тыс. тонн дополнительной добычи, что на 9 тыс. тонн больше, чем в 2011 году.

В 2013 году добыча нефти по основным активам планируется на уровне 8,1 млн. тонн, в том числе ОМГ 5,3 млн. тонн, ЭМГ 2,8 млн. тонн. Для обеспечения данного объема добычи в 2013 году запланировано бурение 182 добывающих, 98 нагнетательных скважин. В том числе, в ОМГ 115 добывающих, 93 нагнетательных скважин, в ЭМГ 67 добывающих, 5 нагнетательных скважин. Также запланировано выполнение мероприятий на существующих скважинах, в том числе операции по гидроразрыву пласта, капитальному ремонту скважин, воздействию на призабойные зоны и вводу добывающих скважин из бездействия.

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

В 2012 году Компания продолжила геологоразведочные работы на разведочных блоках Лиман, Тайсойган, Каратон-Саркамыс, Узень-Карамандыбас, Жаркамыс Восточный-1, Темир, Федоровский, Карповский Северный и Уайт Беар, а также доразведку месторождений С.Нуржанов, Западная Прорва, Восточный Макат и Новобогатинск Западный.

## РАЗВЕДКА

По блоку Лиман в 2012 году завершено бурение скважин Г-2 и Г-5 на месторождении Новобогат Юго-Восточный на продуктивные надкарнизные отложения среднего триаса. Пробуренный забой скважин составил 1200 м и 1328 м соответственно. На скважине Г-2 при испытании 2-го объекта с помощью струйного насоса получен незначительный приток с дебитом 2,5 м<sup>3</sup>/сут, скважина введена в консервацию до момента ввода месторождения в пробную эксплуатацию. Скважина Г-5 находится в испытании выделенных продуктивных объектов. Кроме того, на месторождении Новобогат Юго-Восточный ведется бурение скважины ПР-1 на перспективные подкарнизные отложения пермотриаса проектной глубиной 2500 м, по состоянию на 31.12.12 г. забой скважины составил 1912 м.

В 2013 году планируется ввод месторождения Новобогат Юго-Восточный (надкарнизный) в пробную эксплуатацию. В рамках данного проекта запланированы расконсервация и ввод разведочных скважин и бурение еще 2-х скважин: Г-6 (опережающе-добывающая) и Г-7 (разведочная) с проектными глубинами по 1500 м с целью уточнения геологического строения и определения добычных возможностей продуктивных объектов. По участку Новобогат Юго-Восточный (подкарнизный) будет завершено строительство разведочной скважины ПР-1, по результатам испытания которой будет принято решение о заложении второй разведочной скважины ПР-2.

По блоку Тайсойган на площади Уз пробурена скважина У-1 на проектном горизонте средний триас. Глубина скважины составила 1366 м. При испытании 3-го объекта получен незначительный приток нефти (1 м<sup>3</sup>/сут). С целью изучения и уточнения геологического строения надсолевого комплекса на структуре Бажир проведены сейсморазведочные работы 3D – МОГТ в объеме 86 кв. км.

В 2013 году на данном блоке планируется бурение 2-х скважин на площадях Уз и Бажир (восточное крыло) с проектными глубинами 1250 м (юрские отложения) и 1400 м (средний триас) соответственно. Также запланированы работы по сейсморазведке 3D-МОГТ на структуре Уз-Кондыбай в объеме 170 кв. км с целью уточнения геологического строения и выявления новых объектов.

На блоке Каратон-Саркамыс завершены сейсморазведочные работы 3D-МОГТ в объеме 160 кв. км с целью изучения и уточнения геологического строения надсолевого комплекса на структурах Северный, Булатай и С.Нуржанов (северное крыло). Завершены работы по магнитотеллурическому зондированию и переобработке сейсмических данных 3D в объеме 1360 кв. км на площадях Кенарал и Досмухамбетовское.

В 2013 году запланирован анализ геолого-геофизических данных с целью определения дальнейших ГРП на данном блоке, по результатам которых предусматривается бурение 2-х разведочных скважин глубиной 3000 и 3350 м на площадях Кенарал и Досмухамбетовское, соответственно.

По блоку Узень-Карамандыбас (прилегающая территория к месторождениям Узень и Карамандыбас), предварительный анализ ранее выполненных геологоразведочных работ выявил незначительные перспективные структуры на нефть обладающие большими геологическими рисками. С целью определения дальнейшего направления ГРП на данной территории работы по анализу геолого-геофизических данных будут продолжены.

На блоке Жаркамыс Восточный-1 с целью оценки перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений закончено бурение поисково-разведочной скважины РА-2-Т на структуре Тускум, фактический забой составил 4502 м. По результатам интерпретации данных ГИС выделены к испытанию два перспективных объекта в отложениях визейского яруса нижнего карбона. Начало испытания планируется во втором квартале 2013 года.

По результатам испытания скважины РА-2-Т в 2013 году на структуре Тускум запланировано бурение поисково-разведочной скважины РА-3-Т с проектной глубиной 4500 м.

По блоку Темир в 2012 году были проведены гравиметрические исследования в объеме 3500 кв. км.

В 2013 году с целью подготовки объекта к поисково-разведочному бурению после анализа возможного распространения коллекторов будет принято решение о проведении работ по сейсморазведке 3D-МОГТ объемом 200 кв. км.

На блоке Карповский Северный продолжается бурение скважины СК-1 на площади Меловая проектной глубиной 5600 м для определения перспективности карбона и девона на нефть, газ и конденсат. По состоянию на 31.12.12 г. забой скважины составил 3727 м.

В 2013 году будет завершено строительство и испытание скважины СК-1 на структуре Меловая, также планируется бурение разведочной скважины СК-2 на площади Орловская с проектной глубиной 5250 м. Кроме того, на данном блоке запланированы работы по сейсморазведке 3D-МОГТ в объеме 460 кв. км с целью уточнения геологического строения ранее выявленных объектов в подсолевых отложениях.

В отчетном периоде на блоке Федоровский на скважине У-23 месторождения Рожковская из отложений турнейского яруса нижнего карбона при испытании 3-го объекта после кислотной обработки получен фонтанный приток газа и конденсата с дебитами 120 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 300 м<sup>3</sup>/сут соответственно при 11 мм штуцере. На этом же месторождении ведется бурение скважины У-26 проектной глубиной 5200 метров, по состоянию на 31.12.12 г. забой скважины составил 3674 м. Также были проведены работы по переобработке сейсмических данных 3D-МОГТ в объеме 952 кв. км по площадям: Рожковская, Рубежинская, Жаик и Чинаревская.

В 2013 году на месторождении Рожковская будет завершено бурение и испытание скважины У-26, будет проведена переинтерпретация переобработанных сейсмических данных и запланировано бурение 2-х скважин У-11 и У-24 с проектными глубинами 4500 м каждая.

---

# АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На блоке White Bear (Белый Медведь) в Северном море закончено бурение разведочной скважины № 22/04b-6 с фактической глубиной 5937 м, в настоящее время проводится анализ результатов бурения и полученных геолого-геофизических материалов для определения дальнейшей перспективности ГРП.

## ДОРАЗВЕДКА

В отчетном периоде были проведены работы по переобработке и интерпретации данных 3D, синхронной инверсии и лито-флюидной классификации моделей месторождений С.Нуржанов, В.Макад, Западная Прорва, Новобогат Ю.В. и Кенбай.

На месторождении С.Нуржанов была пробурена разведочная скважина № 701 на продуктивный горизонт, приуроченный к валанжинскому ярусу нижнего мела, фактический забой составил 2000 м. По результатам окончательного каротажа были выделены 3 объекта, начаты их испытания.

В 2013 году запланировано бурение еще 2-х скважин №№ 703 и 705 на тот же продуктивный горизонт с проектной глубиной 2000 м каждая.

На месторождении Западная Прорва закончена бурением разведочная скважина № 401-Р, фактический забой составил 3473 м. По результатам ГИС в продуктивных отложениях пермотриаса выделены 4 объекта. При испытании 1-го объекта получен перелив воды с пленкой нефти и присутствием газа с высоким содержанием сероводорода. В настоящий момент проводятся работы по испытанию 2-го объекта.

В 2013 году запланировано бурение скважины № 403-Р, с проектной глубиной 3500 м.

На месторождении Восточный Макад была пробурена разведочная скважина № 104, фактический забой составил 1425 м. По результатам ГИС в продуктивных отложениях пермотриаса были выделены 3 объекта. При испытании 1-го объекта получен приток газа, при испытании 2-го объекта получен фонтанный приток нефти дебитом 14,3 м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере, при испытании 3-го объекта получен фонтанный приток нефти дебитом 25,7 м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере, отобраны глубинные и поверхностные пробы пластового флюида.

В 2013 году на месторождении Восточный Макад запланировано бурение скважины № 106, с проектной глубиной 1500 м.

На месторождении Новобогатинск Западный завершена бурением разведочная скважина № 20, с фактическим забоем 2590 м для уточнения нефтеносности подкарнизного пермотриаса. По результатам ГИС перспективных на нефть горизонтов не выявлено, было принято решение о ликвидации скважины по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

В 2013 году на месторождении Камышитовый ЮЗ с целью уточнения геологического строения и подтверждения выделенных пластов-коллекторов на площади распространения запасов категории С2 меловых и юрских отложений, планируется пробурить разведочную скважину с проектной глубиной 1300 м.

На месторождении С.Балгимбаев планом ГРП на 2013 год предусматривается бурение разведочной скважины Р-1 с проектной глубиной 1500 м, целевые горизонты мел и юра.

На месторождении Жанаталап в 2013 году с целью подтверждения промышленных запасов нефти категории В и С1 пределах запасов категории С2 намечается бурение 2-х разведочных скважин с проектными глубинами 730 м каждая, целевые горизонты мел и юра.

С целью уточнения и детализации геологического строения на месторождениях Аккудук и Б.Жоламанов в 2013 году планируется проведение сейсморазведочных работ 3D-МОГТ в объеме 40 кв. км и 70 кв. км соответственно.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Компания готовит финансовую отчетность в Тенге, суммы в долларах США приведены исключительно для удобства пользователей информации и переведены по среднему обменному курсу за соответствующий период для консолидированного отчета о совокупных доходах и консолидированного отчета о движении денежных средств и по курсу на конец периода для консолидированного отчета о финансовом положении. Смотрите «Условия ведения бизнеса и прогноз».

## ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

| 4 КВАРТАЛ<br>2012 | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |  | 2012                                 | 2011    | ИЗМЕНЕНИЕ % |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|--|--------------------------------------|---------|-------------|
|                   |                   |                   |                           | (В МЛН. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ)                                 | (В МЛН. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ) |         |             |
| 192 528           | 206 099           | 175 448           | 10%                       | ДОХОДЫ   | 797 170                              | 721 194 | 11%         |
| 36 542            | 33 087            | 29 619            | 23%                       | ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ<br>РАСХОДЫ  | 140 362                              | 117 465 | 19%         |
| 18 433            | 29 708            | 23 559            | -22%                      | РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ<br>И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ<br>РАСХОДЫ               | 93 088                               | 98 520  | -6%         |
| 55 329            | 74 570            | 66 029            | -16%                      | НАЛОГИ, КРОМЕ<br>ПОДОХОДНОГО НАЛОГА                                  | 274 171                              | 284 028 | -3%         |
| 1 047             | 731               | 3 356             | -69%                      | РАСХОДЫ ПО РАЗВЕДКЕ  | 6 104                                | 5 985   | 2%          |
| 13 977            | 14 178            | 12 602            | 11%                       | ИЗНОС, ИСТОЩЕНИЕ<br>И АМОРТИЗАЦИЯ                                    | 53 747                               | 45 494  | 18%         |
| 77 012            | (24)              | 186               | 41 304%                   | ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ<br>СРЕДСТВ                                      | 77 012                               | 1 653   | 4 559%      |
| 1 381             | 1 408             | 646               | 114%                      | УБЫТОК ОТ ВЫБИТИЯ<br>ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ                                | 3 189                                | 4 044   | -21%        |
| (11 193)          | 52 441            | 39 451            | -128%                     | ОПЕРАЦИОННАЯ ПРИБЫЛЬ   | 149 497                              | 164 004 | -9%         |
| (12 013)          | 51 371            | 44,282            | -127%                     | ПРИБЫЛЬ ЗА ПЕРИОД  | 160 823                              | 208 931 | -23%        |
| 2 519             | 2 302             | 2 004             | 26%                       | ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ<br>РАСХОДЫ (ТЕНГЕ ЗА<br>БАРРЕЛЬ) <sup>13</sup>      | 2 456                                | 2 020   | 22%         |
| 16,74             | 15,38             | 13,55             | 24%                       | ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ<br>РАСХОДЫ (ДОЛЛАР США ЗА<br>БАРРЕЛЬ) <sup>13</sup> | 16,47                                | 13,78   | 20%         |
| 31 803            | 30 329            | 37 506            | -15%                      | КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ <sup>14</sup>                                    | 108 114                              | 104 977 | 3%          |

<sup>13</sup> Переведено по 7,36 барреля за тонну нефти.

<sup>14</sup> Приобретение основных средств и нематериальных активов согласно отчету о движении денежных средств, представленных в консолидированной финансовой отчетности за период, закончившийся 31 декабря 2012 года (см. вебсайт Компании)

### МАРШРУТЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ

Компания поставляет добываемую нефть по трем основным маршрутам: на экспорт через трубопроводы Каспийского Трубопроводного Консорциума (далее – КТК), Узень-Атырау-Самара (далее – УАС), принадлежащий АО «КазТрансОйл» (в Республике Казахстан), и на внутренний рынок, как показано ниже в таблице:

| 4 КВАРТАЛ<br>2012        | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 |                                     | 2012 | 2011 |
|--------------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------------|------|------|
| <b>ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ УАС</b> |                   |                   |                                     |      |      |
| 0,90                     | 1,04              | 0,86              | ОБЪЕМ НЕФТИ (В МИЛЛИОНАХ ТОНН)      | 3,56 | 3,52 |
| 48%                      | 56%               | 46%               | % ОТ ОБЩЕГО ОБЪЕМА ПРОДАЖИ НЕФТИ    | 46%  | 46%  |
| 56%                      | 61%               | 57%               | % ОТ ОБЩЕЙ ВЫРУЧКИ ОТ ПРОДАЖИ НЕФТИ | 53%  | 56%  |
| <b>ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ КТК</b> |                   |                   |                                     |      |      |
| 0,56                     | 0,57              | 0,53              | ОБЪЕМ НЕФТИ (В МИЛЛИОНАХ ТОНН)      | 2,52 | 2,24 |
| 30%                      | 31%               | 28%               | % ОТ ОБЩЕГО ОБЪЕМА ПРОДАЖИ НЕФТИ    | 33%  | 29%  |
| 35%                      | 34%               | 35%               | % ОТ ОБЩЕЙ ВЫРУЧКИ ОТ ПРОДАЖИ НЕФТИ | 39%  | 37%  |
| <b>ВНУТРЕННИЙ РЫНОК</b>  |                   |                   |                                     |      |      |
| 0,40                     | 0,28              | 0,49              | ОБЪЕМ НЕФТИ (В МИЛЛИОНАХ ТОНН)      | 1,64 | 1,90 |
| 22%                      | 15%               | 26%               | % ОТ ОБЩЕГО ОБЪЕМА ПРОДАЖИ НЕФТИ    | 21%  | 25%  |
| 9%                       | 5%                | 8%                | % ОТ ОБЩЕЙ ВЫРУЧКИ ОТ ПРОДАЖИ НЕФТИ | 8%   | 7%   |

Относительная прибыльность вышеуказанных экспортных маршрутов зависит от качества нефти в трубопроводах, преобладающих цен на международном рынке и применяемых трубопроводных тарифов.

В частности, КТК представляется более выгодным маршрутом для транспортировки за счет более высокого качества нефти в этом трубопроводе в условиях более высоких цен на нефть, несмотря на расходы по банку качества. Следует отметить, что объемы поставок нефти по трубопроводам согласовываются с Министерством нефти и газа Республики Казахстан, поэтому, возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам может быть ограничена.

# АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

## ДОХОДЫ

В следующей таблице приведены данные об объемах продаж и ценах реализации нефти

| 4 КВАРТАЛ<br>2012  | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |  | 2012                                    | 2011           | ИЗМЕНЕНИЕ  |
|--|-------------------|-------------------|---------------------------|--|---|----------------|------------|
| (В МЛН. ТЕНГЕ,<br>ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ)                      |                   |                   |                           | %  | (В МЛН. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ<br>УКАЗАНО ИНОЕ) |                |            |
| <b>ЭКСПОРТНЫЕ ПРОДАЖИ НЕФТИ</b>                              |                   |                   |                           |  |   |                |            |
|  |                   |                   |                           | ТРУБОПРОВОД УАС                                  |   |                |            |
| 105 461  | 123 431           | 97 677            | 8%                        | РЕАЛИЗАЦИЯ                                       | 417 831                                 | 395 583        | 6%         |
| 899  | 1 042             | 863               | 4%                        | ОБЪЕМ (В ТЫС. ТОНН)                              | 3 555                                   | 3 521          | 1%         |
| 117 369  | 118 415           | 113 216           | 4%                        | СРЕДНЯЯ ЦЕНА (ТЕНГЕ ЗА ТОННУ)                    | 117 517                                 | 112 344        | 5%         |
| 107,91   | 109,43            | 105,87            | 2%                        | СРЕДНЯЯ ЦЕНА<br>(ДОЛЛ. ЗА БАРРЕЛЬ) <sup>15</sup> | 109,01                                  | 105,98         | 3%         |
|  |                   |                   |                           | ТРУБОПРОВОД КТК                                  |   |                |            |
| 66 850   | 68 368            | 60 743            | 10%                       | РЕАЛИЗАЦИЯ                                       | 302 431                                 | 260 012        | 16%        |
| 556  | 571               | 530               | 5%                        | ОБЪЕМ (В ТЫС. ТОНН)                              | 2 523                                   | 2 237          | 13%        |
| 120 309  | 119 783           | 114 590           | 5%                        | СРЕДНЯЯ ЦЕНА (ТЕНГЕ ЗА ТОННУ)                    | 119 889                                 | 116 239        | 3%         |
| 110,61   | 110,69            | 107,15            | 3%                        | СРЕДНЯЯ ЦЕНА<br>(ДОЛЛ. ЗА БАРРЕЛЬ) <sup>15</sup> | 111,21                                  | 109,65         | 1%         |
| 172 311  | 191 799           | 158 420           | 9%                        | ВСЕГО ЭКСПОРТ НЕФТИ                              | 720 262                                 | 655 595        | 10%        |
| <b>РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК</b> |                   |                   |                           |  |   |                |            |
| 16 077   | 10 839            | 13 707            | 17%                       | РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ И<br>НЕФТЕПРОДУКТОВ             | 62 668                                  | 52 882         | 19%        |
| 401  | 279               | 489               | -18%                      | ОБЪЕМ (В ТЫС. ТОНН)                              | 1 637                                   | 1 898          | -14%       |
| 40 111   | 38 874            | 28 013            | 43%                       | СРЕДНЯЯ ЦЕНА (ТЕНГЕ ЗА ТОННУ)                    | 38 278                                  | 27 858         | 37%        |
| 36,87  | 35,93             | 26,44             | 39%                       | СРЕДНЯЯ ЦЕНА<br>(ДОЛЛ. ЗА БАРРЕЛЬ) <sup>15</sup> | 35,51                                   | 26,28          | 35%        |
| <b>СУММАРНЫЕ ПРОДАЖИ</b>                                     |                   |                   |                           |  |   |                |            |
| 188 388  | 202 638           | 172,127           | 9%                        | РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ<br>И НЕФТЕПРОДУКТОВ             | 782 930                                 | 708,477        | 11%        |
| 1 855  | 1 892             | 1 882             | -1%                       | ОБЪЕМ (В ТЫС. ТОНН)                              | 7 715                                   | 7 656          | 1%         |
| 101 556  | 107 107           | 91 452            | 11%                       | СРЕДНЯЯ ЦЕНА (ТЕНГЕ ЗА ТОННУ)                    | 101 478                                 | 92 535         | 10%        |
| 93,37  | 98,98             | 86,31             | 8%                        | СРЕДНЯЯ ЦЕНА<br>(ДОЛЛ. ЗА БАРРЕЛЬ) <sup>15</sup> | 94,13                                   | 87,29          | 8%         |
| 4 140  | 3 463             | 3 320             | 25%                       | ПРОЧИЕ ПРОДАЖИ                                   | 14 240                                  | 12 717         | 12%        |
| <b>192 528</b>   | <b>206 099</b>    | <b>175 448</b>    | <b>10%</b>                | <b>ВСЕГО ДОХОД</b>                               | <b>797 170</b>                          | <b>721 194</b> | <b>11%</b> |

<sup>15</sup> В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

## ЭКСПОРТ – ТРУБОПРОВОД УАС

Выручка от реализации нефти на экспорт по трубопроводу УАС за 2012 год увеличилась на 6% и составила 418 млрд. тенге. Увеличение выручки связано с увеличением средней цены реализации на 5% до 117 517 тенге за тонну и объема реализации на 1%.

## ЭКСПОРТ – ТРУБОПРОВОД КТК

Выручка от реализации нефти по трубопроводу КТК за 2012 год увеличилась на 16% по сравнению с 2011 годом до 302 млрд. тенге. Увеличение выручки связано с ростом средней цены реализации на 3% до 119 889 тенге за тонну и увеличением объема экспорта через КТК на 13%. Рост объемов реализации нефти по данному направлению связан с перераспределением объемов с внутреннего рынка на экспорт. Кроме того, в январе 2012 года была реализована нефть с 2-х танкеров в объеме 127 тыс. тонн, которая должна была быть отгружена в декабре 2011 года, но не была отгружена из-за плохих погодных условий.

## РЕАЛИЗАЦИЯ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ РК

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за 2012 год сложилась на уровне 63 млрд. тенге, что на 19% больше, чем за 2011 год. Увеличение связано с ростом средней цены реализации на 37%, что частично нивелировано уменьшением объема реализации на 14% или на 261 тыс. тонн.

В феврале 2012 года Компания утвердила пересмотренный график цены реализации на внутренний рынок, предусматривающий повышение до 43 500 тенге за тонну с 1 июля 2012 года. Впоследствии, эта цена была снижена и РД КМГ реализовывала нефть на внутренний рынок с 20 июля по 30 сентября по 38 000 тенге за тонну, а с 1 октября по 31 декабря по 40 000 тенге за тонну. Данное снижение цен в 2012 году не было одобрено независимыми директорами РД КМГ как сделка, в совершении которой имеется заинтересованность, как предусмотрено уставом Компании.

Ниже в таблице приведен анализ чистой цены реализации нефти (нэтбек):

| 4 КВАРТАЛ<br>2012       | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |  | 2012               | 2011 <sup>16</sup> | ИЗМЕНЕНИЕ |
|-------------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|--|--------------------|--------------------|-----------|
| (ДОЛЛ. США/БАРЕЛЬ)      |                   |                   |                           | %  | (ДОЛЛ. США/БАРЕЛЬ) |                    |           |
|                         |                   |                   |                           |  | %                  |                    |           |
| <b>ЕФС</b>              |                   |                   |                           |  |                    |                    |           |
| 110,10                  | 109,50            | 109,36            | 1%                        | ПУБЛИКУЕМАЯ<br>РЫНОЧНАЯ ЦЕНА <sup>16</sup> | 111,70             | 111,26             | 0.4%      |
| 107,92                  | 109,40            | 105,83            | 2%                        | ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ                            | 108,80             | 106,06             | 3%        |
| 0,10                    | 0,02              | 0,04              | 130%                      | ПРЕМИЯ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ<br>БАРЕЛИЗАЦИИ      | 0,14               | -0,08              | -279%     |
| <b>108,02</b>           | <b>109,42</b>     | <b>105,87</b>     | <b>2%</b>                 | <b>РЕАЛИЗОВАННАЯ ЦЕНА</b>                  | <b>108,94</b>      | <b>105,98</b>      | <b>3%</b> |
| (23,99)                 | (22,69)           | (22,86)           | 5%                        | РЕНТНЫЙ НАЛОГ                              | (23,79)            | (23,73)            | 0.3%      |
| (6,12)                  | (5,35)            | (5,73)            | 7%                        | ЭКСПОРТНАЯ ТАМОЖЕННАЯ<br>ПОШЛИНА           | (5,62)             | (4,98)             | 13%       |
| (8,94)                  | (7,31)            | (7,91)            | 13%                       | ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ                       | (7,91)             | (7,76)             | 2%        |
| -                       | -                 | (0,07)            | -100%                     | КОМИССИЯ ПО ПРОДАЖАМ                       | (0,02)             | (0,07)             | -69%      |
| <b>68,97</b>            | <b>74,06</b>      | <b>69,30</b>      | <b>-0.5%</b>              | <b>НЭТБЕК</b>                              | <b>71,60</b>       | <b>69,44</b>       | <b>3%</b> |
| <b>КТК</b>              |                   |                   |                           |  |                    |                    |           |
| 110,10                  | 109,50            | 109,36            | 1%                        | ПУБЛИКУЕМАЯ<br>РЫНОЧНАЯ ЦЕНА <sup>17</sup> | 111,70             | 111,26             | 0.4%      |
| 109,44                  | 108,68            | 108,70            | 1%                        | ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ                            | 109,83             | 109,98             | -0.1%     |
| (7,73)                  | (6,67)            | (10,83)           | -29%                      | БАНК КАЧЕСТВА                              | (7,41)             | (8,88)             | -17%      |
| 8,55                    | 8,65              | 9,28              | -8%                       | ПРЕМИЯ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ<br>БАРЕЛИЗАЦИИ      | 8,76               | 9,32               | -6%       |
| 110,26                  | 110,66            | 107,15            | 3%                        | РЕАЛИЗОВАННАЯ ЦЕНА                         | 111,18             | 110,42             | 1%        |
| (20,39)                 | (23,08)           | (23,13)           | -12%                      | РЕНТНЫЙ НАЛОГ                              | (23,23)            | (24,07)            | -3%       |
| (4,66)                  | (4,72)            | (4,80)            | -3%                       | ЭКСПОРТНАЯ ТАМОЖЕННАЯ<br>ПОШЛИНА           | (4,91)             | (5,13)             | -4%       |
| (6,36)                  | (7,54)            | (7,00)            | -9%                       | ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ                       | (6,96)             | (6,97)             | -0.2%     |
| -                       | -                 | (0,07)            | -100%                     | КОМИССИЯ ПО ПРОДАЖАМ                       | (0,02)             | (0,07)             | -69%      |
| <b>78,85</b>            | <b>75,31</b>      | <b>72,15</b>      | <b>9%</b>                 | <b>НЭТБЕК</b>                              | <b>76,06</b>       | <b>74,18</b>       | <b>3%</b> |
| <b>ВНУТРЕННИЙ РЫНОК</b> |                   |                   |                           |  |                    |                    |           |
| 36,87                   | 35,89             | 26,19             | 41%                       | ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ                            | 35,51              | 26,28              | 35%       |
| (0,87)                  | (0,83)            | (1,45)            | -40%                      | ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ                       | (1,03)             | (1,38)             | -25%      |
| 36,00                   | 35,05             | 24,74             | 46%                       | НЭТБЕК                                     | 34,47              | 24,90              | 38%       |
| 64,80                   | 68,86             | 58,52             | 11%                       | НЭТБЕК В СРЕДНЕМ                           | 65,18              | 59,78              | 9%        |

<sup>16</sup> Информация за 2011 год в была скорректирована в соответствии с изменением принципа расчета в 2012 году

<sup>17</sup> В качестве рыночных цен использована котировка нефти – Brent (DTD).

Разница между публикуемой рыночной ценой и ценой реализации главным образом, состоит из расходов на фрахт и эффектов усреднения. В большей части эффект усреднения возникает за счет отличия средних значений котировальных цен на даты фактической реализации от средних публикуемых цен за отчетный период, при этом расхождения могут быть существенными в виду высокой волатильности мировых цен на нефть.

## ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ

В таблице ниже представлены составляющие производственных расходов Компании (млн. тенге):

| 4 КВАРТАЛ<br>2012 | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |                              | 2012   | 2011   | ИЗМЕНЕНИЕ % |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|------------------------------|--------|--------|-------------|
| 22 687            | 20 517            | 16 515            | 37%                       | ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ<br>РАБОТНИКАМ | 82 959 | 65 323 | 27%         |
| 4 102             | 3 097             | 6 099             | -33%                      | МАТЕРИАЛЫ И ЗАПАСЫ           | 14 176 | 14 691 | -4%         |
| 3 589             | 3 314             | 2 932             | 22%                       | ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ               | 12 884 | 10 564 | 22%         |

# АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

|         |         |         |      |                                  |         |         |      |
|---------|---------|---------|------|----------------------------------|---------|---------|------|
| 7 361   | 5 251   | 5 173   | 42%  | УСЛУГИ ПО РЕМОНТУ И ОБСЛУЖИВАНИЮ | 18 162  | 20 087  | -10% |
| 1 581   | 1 514   | 1 133   | 39%  | ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ             | 5 758   | 4 519   | 27%  |
| 143     | -       | 257     | -44% | РАСХОДЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ           | 393     | 1 041   | -62% |
| (4 738) | (2 178) | (3 831) | 24%  | ИЗМЕНЕНИЕ БАЛАНСА НЕФТИ          | (984)   | (3 919) | -75% |
| 1 817   | 1 572   | 1 341   | 35%  | ПРОЧИЕ РАСХОДЫ                   | 7 014   | 5 159   | 36%  |
| 36 542  | 33 087  | 29 619  | 23%  |                                  | 140 362 | 117 466 | 19%  |

Производственные расходы за 2012 год по сравнению с 2011 годом увеличились на 22,9 млрд. тенге или на 19%. Основными причинами изменения являются увеличение расходов по вознаграждению работников, расходов на электроэнергию и транспортных расходов при одновременном снижении расходов по ремонту и обслуживанию и расходов на переработку.

Расходы по вознаграждениям работников за 2012 год по сравнению с 2011 годом увеличились на 27%. Рост в основном произошел в результате индексации заработной платы производственного персонала на 9% с 1 января 2012 года в соответствии с условиями коллективного договора, а также в результате создания в начале 2012 года двух новых сервисных предприятий (ПСП «УБР» и ТОО «УПТиОС»).

Расходы на электроэнергию увеличились на 22% в основном за счет повышения тарифов на электроэнергию.

Транспортные расходы увеличились на 27% в основном за счет увеличения объема работы (мото-часы) и тарифов на транспортировку в дочерних компаниях.

Расходы по переработке уменьшились на 62% в связи с уменьшением объема поставок на Атырауский нефтеперерабатывающий завод, по причине загруженности завода, связанное с принятием закона РК «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов».

Услуги по ремонту и обслуживанию уменьшились на 10% в основном по причине уменьшения количества операций по ремонту скважин, выполненных сторонними организациями со 1066 до 957 скв/операции и ГРП со 160 до 121 скв/операции в соответствии с производственной программой, а также неблагоприятными погодными условиями в начале года.

## РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

Ниже представлены составляющие расходов по реализации и административных расходов Компании (млн. тенге):

| 4 КВАРТАЛ<br>2012 | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |  | 2012   | 2011   | ИЗМЕНЕНИЕ % |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|--|--------|--------|-------------|
| 13 443            | 13 838            | 12 370            | 9%                        | ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ                         | 53 122 | 49 578 | 7%          |
| 1 481             | 4 469             | 3 922             | -62%                      | ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ РАБОТНИКАМ                    | 13 936 | 13 768 | 1%          |
| (236)             | 6 751             | 1 007             | -123%                     | СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ                           | 6 778  | 4 970  | 36%         |
| 93                | 2 565             | 427               | -78%                      | ШТРАФЫ И ПЕНИ                                | 8 302  | 12 738 | -35%        |
| 713               | 263               | 756               | -6%                       | КОНСУЛЬТАЦИОННЫЕ И АУДИТОРСКИЕ УСЛУГИ        | 1 382  | 1 669  | -17%        |
| 1 004             | 486               | 2 184             | -54%                      | УПРАВЛЕНЧЕСКИЙ ГОНОРАР И КОМИССИИ ПО ПРОДАЖЕ | 4 169  | 8 752  | -52%        |
| 585               | 303               | 327               | 79%                       | УСЛУГИ ПО РЕМОНТУ И ОБСЛУЖИВАНИЮ             | 1 339  | 840    | 59%         |
| 1 350             | 1 033             | 2 566             | -47%                      | ПРОЧИЕ РАСХОДЫ                               | 4 060  | 6 205  | -35%        |
| 18 433            | 29 708            | 23 559            | -22%                      |  | 93 088 | 98 520 | -6%         |

Расходы по реализации и административные расходы за 2012 год по сравнению с 2011 годом уменьшились на 5,4 млрд. тенге или на 6%. Основными причинами изменения являются уменьшение расходов по пеням и штрафам, управленческому гонорару, при этом наблюдается рост по транспортным расходам и социальным проектам.

Снижение расходов по штрафам и пеням в отчетном периоде обусловлено тем, что за 2011 год было произведено начисление пени по экспортной таможенной пошлине на сумму 2,3 млрд. тенге, а также был начислен штраф за сжигание газа на Прорвинской группе месторождений на сумму в размере 2,9 млрд. тенге, которых не было в 2012 году. При этом основная сумма штрафов и пени за 2012 год связана с произведением начисления по результатам комплексной налоговой проверки.

Снижение расходов по управленческому гонорару и комиссии по продажам по сравнению с 2011 годом связано с изменением порядка расчета вознаграждения за управленческие услуги НК КМГ.

Рост транспортных расходов обусловлен увеличением объемов поставок на экспорт на 13% по системе КТК. Рост объемов реализации нефти по данному направлению связан с увеличением в 2012 году доли экспорта в общем объеме продаж (с 75% до 78%), а также с тем, что в январе 2012 года была реализована нефть с 2-х танкеров в объеме 127 тыс. тонн, которая должна была быть отгружена в декабре 2011 года.

Увеличение расходов по социальным проектам за 2012 год в основном связано с финансированием переселения жителей поселков Байшонас и Ескене Атырауского региона. Более детально рассмотрено в разделе «Социальные проекты».

#### РАСХОДЫ ПО НАЛОГАМ, КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА

Ниже представлены составляющие расходов по налогам, кроме подоходного налога Компании (млн. тенге):

| 4 КВАРТАЛ<br>2012 | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |  | 2012    | 2011    | ИЗМЕНЕНИЕ % |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|--|---------|---------|-------------|
| 36 733            | 41 091            | 35 331            | 4 %                       | РЕНТНЫЙ НАЛОГ                          | 159 822 | 149 771 | 7 %         |
| 7 240             | 22 928            | 20 450            | -65 %                     | НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ<br>ИСКОПАЕМЫХ | 70 792  | 78 680  | -10 %       |
| 9 382             | 9 208             | 8 240             | 14 %                      | ЭКСПОРТНАЯ ТАМОЖЕННАЯ<br>ПОШЛИНА       | 36 429  | 46 979  | -22 %       |
| 1 210             | 1 073             | 939               | 29 %                      | НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО                     | 4 373   | 3 454   | 27 %        |
| 764               | 270               | 1 069             | -29 %                     | ПРОЧИЕ НАЛОГИ                          | 2 755   | 5 143   | -46 %       |
| 55 329            | 74 570            | 66 029            | -16 %                     |  | 274 171 | 284 028 | -3 %        |

Расходы по налогам, помимо подоходного налога, за 2012 год по сравнению с 2011 годом уменьшились на 9,9 млрд. тенге или на 3%. Основное снижение произошло по НДС, экспортной таможенной пошлине и прочим налогам, при этом имел место рост по рентному налогу.

Снижение расходов по НДС по сравнению с 2011 годом связано со снижением ставок, в результате преобразования в течение 2012 года ОМГ и ЭМГ в самостоятельные акционерные общества.

Ставка НДС зависит от годового объема добычи нефти, соответственно для 2011 года, когда объем добычи по месторождению Узень был указан за весь год, ставка НДС была равна 13%. В 2012 году НДС по месторождению Узень был начислен отдельно за первое и второе полугодие (в первом полугодии налогоплательщик – РД КМГ, во втором – АО «ОМГ»), соответственно в результате разделения объема добычи на 2 полугодия ставка НДС снизилась с 13% до 10%.

Уменьшение расходов по экспортной таможенной пошлине обусловлено признанием в 2011 году суммы экспортной таможенной пошлины за 2009 год по решению Верховного Суда РК в размере 15,2 млрд. тенге.

Расходы по рентному налогу за 2012 год увеличились по сравнению с 2011 годом в связи с ростом объемов реализации нефти на экспорт.

Уменьшение расходов по прочим налогам за период 2012 года по сравнению с 2011 годом обусловлено корректировкой ранее отнесенного в зачет НДС по приобретенным активам при внесении данных активов в виде взноса в уставный капитал дочерних организаций. Взнос в уставный капитал не является облагаемым оборотом и в соответствии с НК РК ранее взятый в зачет НДС подлежит корректировке. Соответствующие изменения были отражены в налоговой отчетности 2011 года. Уменьшение расходов по прочим налогам в 2012 году также обусловлено уменьшением платы по загрязнению окружающей среды.

#### ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ

Руководство Компании провело официальную оценку возмещаемой стоимости ОМГ в связи с наличием признаков обесценения. В результате этой оценки было выявлено, что балансовая стоимость активов ОМГ превысила оценочную возмещаемую сумму на 75 млрд. тенге, в связи с чем, в 2012 году возник соответствующий убыток от обесценения. Данное обесценение в ОМГ возникло в связи с более медленным, чем ожидалось, восстановлением производства, а также увеличением капитальных и операционных расходов, в том числе транспортных расходов.

Руководство Компании считает, что обесценение активов ОМГ может быть восстановлено в будущих периодах, если фактический уровень производства в ближайшие годы превысит прогнозы, использованные при расчете обесценения или при наличии признаков устойчивого роста рыночных цен на нефть.

#### ДОХОД ОТ УЧАСТИЯ В СОВМЕСТНЫХ АССОЦИИРОВАННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

|  | 2012                                 | 2011   | ИЗМЕНЕНИЕ | ИЗМЕНЕНИЕ % |
|--|--------------------------------------|--------|-----------|-------------|
|  | (В МЛН. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ) |        |           |             |
| ДОХОД ОТ УЧАСТИЯ В «ПЕТРОКАЗАХСТАН ИНК.»                             | 33 724                               | 45 675 | (11 951)  | -26 %       |
| ДОХОД ОТ УЧАСТИЯ В ТОО СП «КАЗГЕРМУНАЙ»                              | 33 333                               | 38 373 | (5 040)   | -13 %       |
| ДОХОД ОТ УЧАСТИЯ В UGL, КМГ-СЕРВИС, KS EP INVESTMENTS BV             | 385                                  | 228    | 157       | 69 %        |
| ВСЕГО ДОХОДОВ ОТ УЧАСТИЯ В СОВМЕСТНЫХ И АССОЦИИРОВАННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ | 67 442                               | 84 276 | (16 834)  | -20 %       |

# АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Доход Компании от участия в ассоциированных и совместных предприятиях за 2012 год уменьшился до 67,4 млрд. тенге по сравнению с 84,3 млрд. тенге за 2011 год. В том числе доход от долевого участия в «ПетроКазахстан Инк.» составил 33,7 млрд. тенге, доход от долевого участия в ТОО СП «Казгермунай» 33,3 млрд. тенге. Уменьшение по вышеуказанным предприятиям по сравнению с 2011 годом в основном связано с перераспределением объемов продаж нефти с экспорта на внутренний рынок в связи со снижением импорта нефти из России.

Результаты ассоциированных и совместных предприятий детально рассматриваются в разделе «Обзор финансовой и операционной деятельности ассоциированной компаний и совместно-контролируемых предприятий».

## РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

| 4 КВАРТАЛ<br>2012                    | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |  | 2012                                 | 2011       | ИЗМЕНЕНИЕ % |
|--------------------------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|--|--------------------------------------|------------|-------------|
| (В МЛН. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ) |                   |                   |                           |  | (В МЛН. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ) |            |             |
| 6,302                                | 80,611            | 60,830            | -90%                      | ДОХОД ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ   | 253 749                              | 272 592    | -7%         |
|                                      |                   |                   |                           | ДОХОД ДО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ<br>(БЕЗ УЧЕТА РЕЗУЛЬТАТОВ СП<br>И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ)               | 186 307                              | 188 316    | -1%         |
| 1,890                                | 58,486            | 46,318            | -96%                      |  |                                      |            |             |
| 18,315                               | 29,241            | 16,548            | 11%                       | ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ   | 92 926                               | 63 661     | 46%         |
| <b>291%</b>                          | <b>36%</b>        | <b>27%</b>        | <b>968%</b>               | <b>ЭФФЕКТИВНАЯ СТАВКА НАЛОГА</b>   | <b>37%</b>                           | <b>23%</b> | <b>57%</b>  |
| <b>969%</b>                          | <b>50%</b>        | <b>36%</b>        | <b>2613%</b>              | <b>ЭФФЕКТИВНАЯ СТАВКА НАЛОГА<br/>(БЕЗ УЧЕТА РЕЗУЛЬТАТОВ<br/>СП И АССОЦИИРОВАННЫХ<br/>КОМПАНИЙ)</b> | <b>50%</b>                           | <b>34%</b> | <b>48%</b>  |

Основной причиной увеличения подоходного налога в 2012 году в сравнении с 2011 годом является налогооблагаемый доход от прироста стоимости реализованных активов во вновь созданные акционерные общества ОМГ и ЭМГ, а также из-за увеличения доходов от продажи нефти на экспорт. Увеличение подоходного налога в связи с реализацией активов в ОМГ и ЭМГ составила 13,8 млрд. тенге. При этом данные активы учитываются ОМГ и ЭМГ для налоговых целей по рыночной стоимости, что дает эффект уменьшения корпоративного подоходного налога за счет увеличенной налоговой базы амортизации в текущем и будущих периодах. Увеличение подоходного налога в связи с ростом объемов экспортных продаж составило 15 млрд. тенге.

Кроме того, эффективная ставка подоходного налога увеличилась в связи с налогом на сверхприбыль (далее – НСП) по контрактам ОМГ на сумму 7,3 млрд. тенге и ЭМГ на сумму 7,9 млрд. тенге из-за существенного увеличения доходов, при менее значительном росте расходов.

В 2011 году НСП на уровне контракта Узень не возникал. В 2012 году налогооблагаемые доходы выросли на 20%, а вычитаемые расходы на 5%, что привело к возникновению обязательства по НСП по контракту Узень.

Вместе с тем, на снижение подоходного налога повлияло проведенное обесценение активов ОМГ, в результате которого произошло увеличение актива по отложенному подоходному налогу на сумму 17,6 млрд. тенге.

## ПРИБЫЛЬ ЗА ПЕРИОД

В результате рассмотренных выше факторов чистая прибыль Компании за 2012 год снизилась по сравнению с 2011 годом на 23% и составила 160,8 млрд. тенге.

## ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АССОЦИИРОВАННОЙ КОМПАНИИ И СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ «ПетроКазахстан Инк.»

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели «ПетроКазахстан Инк.»:

| 4 КВАРТАЛ<br>2012 | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |   | 2012        | 2011        | ИЗМЕНЕНИЕ % |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|---|-------------|-------------|-------------|
| 947 013           | 1 064 216         | 968 916           | -2%                       | ДОХОДЫ, ТЫС. ДОЛЛ. США                  | 3 992 017   | 4 964 794   | -20%        |
| (635 222)         | (623 825)         | (579 255)         | 10%                       | ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ,<br>ТЫС. ДОЛЛ. США | (2 309 104) | (3 076 029) | -25%        |
| (5 388)           | (6 602)           | (6 948)           | -22%                      | ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ, ТЫС.<br>ДОЛЛ. США   | (24 587)    | (17 934)    | 37%         |

|           |           |           |      |  |           |           |      |
|-----------|-----------|-----------|------|--|-----------|-----------|------|
| (265 326) | (129 984) | (194 284) | 37%  | РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ,<br>ТЫС. ДОЛЛ. США | (766 836) | (686 394) | 12%  |
| 41 077    | 303 805   | 188 429   | -78% | ПРИБЫЛЬ ЗА ПЕРИОД, ТЫС. ДОЛЛ. США                | 891 490   | 1 184 437 | -25% |
| (50 610)  | (114 206) | (153 629) | -67% | КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ                              | (312 268) | (373 230) | -16% |
| 1 352     | 1 407     | 1 458     | -7%  | ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЫС. ТОНН                          | 5 589     | 5 912     | -5%  |
| 1 292     | 1 545     | 1 534     | -16% | РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ<br>И НЕФТЕПРОДУКТОВ, ТЫС. ТОНН  | 5 599     | 7 154     | -22% |
| 466       | 524       | 300       | 55%  | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ ККТ (ПКР 100%)                     | 1 663     | 2 325     | -28% |
| 40        | 37        | -         | 100% | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ ККТ (КОЛЬЖАН 100%)                 | 141       | -         | 100% |
| 340       | 274       | 211       | 61%  | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ АКТАУ (КМГ 50%)                    | 1 012     | 1 008     | 0%   |
| 58        | 113       | 89        | -35% | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ ККТ (КМГ 50%)                      | 266       | 390       | -32% |
| 45        | 49        | 44        | 4%   | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ УЗБЕКИСТАН (ТП 50%)                | 182       | 226       | -19% |
| 134       | 127       | 114       | 18%  | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ ККТ (ТП 50%)                       | 502       | 633       | -21% |
| 209       | 423       | 776       | -73% | ВНУТРЕННИЙ РЫНОК                                 | 1 833     | 2 573     | -29% |

За 2012 год объем добычи компании «ПетроКазахстан Инк.» составил 5 589 тыс. тонн (33% доля Компании составила 1 844 тыс. тонн), что на 5% ниже уровня 2011 года. Снижение добычи связано с естественным падением добычи по зрелым месторождениям и высокой обводненностью.

Уменьшение доходов в 2012 году по сравнению с 2011 годом на 20% в основном связано со снижением объемов реализации нефти и нефтепродуктов. Данное отклонение обусловлено снижением объемов приобретаемой нефти для исполнения обязательств по поставкам на внутренний рынок (договор замещения) с 1 301 тыс. тонн в 2011 году до 211 тыс. тонн в 2012 году.

Снижение операционных расходов на 25% в основном также связано с уменьшением затрат на покупку импортируемой нефти из России по договору замещения.

В 2012 году в «ПетроКазахстан Инк.» было осуществлено капитальных вложений на сумму 46,6 млрд. тенге (312,3 млн. долл. США), что на 16% меньше чем в 2011 году.

В течение 2012 года Компания получила дивиденды от «ПетроКазахстан Инк.» в сумме 49,8 млрд. тенге (332 млн. долл. США), тогда как в 2011 году сумма дивидендов составила 53,2 млрд. тенге (361 млн. долл. США).

Доход от участия в предприятии включен в консолидированную финансовую отчетность Компании за 2012 год в размере 33,7 млрд. тенге (226 млн. долл. США), что на 12 млрд. тенге (80 млн. долл. США) меньше, чем за 2011 год.

#### ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели ТОО «СП «Казгермунай»:

| 4 КВАРТАЛ<br>2012 | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |  | 2012        | 2011        | ИЗМЕНЕНИЕ % |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|--|-------------|-------------|-------------|
| 640 181           | 634 402           | 561 863           | 14%                       | ДОХОДЫ, ТЫС. ДОЛЛ. США                           | 2 310 222   | 2 354 240   | -2%         |
| (369 387)         | (351 990)         | (313 820)         | 18%                       | ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ,<br>ТЫС. ДОЛЛ. США          | (1 220 733) | (1 343 142) | -9%         |
| 63                | (535)             | (3 175)           | -102%                     | ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ,<br>ТЫС. ДОЛЛ. США            | (6 959)     | (6 967)     | 0%          |
| (157 188)         | (108 827)         | (106 377)         | 48%                       | РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ<br>НАЛОГУ, ТЫС. ДОЛЛ. США | (469 832)   | (375 268)   | 25%         |
| 113 669           | 173 050           | 138 491           | -18%                      | ПРИБЫЛЬ ЗА ПЕРИОД,<br>ТЫС. ДОЛЛ. США             | 612 698     | 628 862     | -3%         |
| (27 926)          | (22 198)          | (43,140)          | -35%                      | ДОХОДЫ, ТЫС. ДОЛЛ. США                           | (61 769)    | (73 723)    | -16%        |
| 820               | 748               | 783               | 5%                        | ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЫС. ТОНН                          | 3 124       | 3 000       | 4%          |
| 796               | 838               | 802               | -1%                       | РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ<br>И НЕФТЕПРОДУКТОВ, ТЫС. ТОНН  | 3 075       | 3 017       | 2%          |
| 116               | 226               | 179               | -35%                      | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ АКТАУ                              | 532         | 780         | -32%        |
| 681               | 547               | 422               | 61%                       | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ ККТ                                | 2 025       | 2 016       | 0%          |
| -                 | 65                | 202               | 100%                      | ВНУТРЕННИЙ РЫНОК                                 | 518         | 222         | 133%        |

За 2012 год объем добычи ТОО «СП «Казгермунай» составила 3 124 тыс. тонн (50% доля Компании составила 1 562 тыс. тонн), что на 4% выше уровня 2011 года.

Капитальные затраты в рассматриваемом периоде составили 9,2 млрд. тенге (61,8 млн. долл. США), что на 12% меньше чем в 2011 году.

# АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Увеличение объема реализации нефти на внутренний рынок за 2012 год по сравнению с 2011 годом связано со снижением объемов нефти для замещения обязательств по поставкам на внутренний рынок (договор замещения). В результате чего, поставки на внутренний рынок в 2012 году преимущественно осуществлялись из собственных ресурсов компании.

В течение 2012 года Компания получила дивиденды от ТОО «СП «Казгермунай» в сумме 67,2 млрд. тенге (450 млн. долл. США), тогда как в 2011 году сумма дивидендов составила 36,6 млрд. тенге (250 млн. долл. США).

Доход от участия в совместном предприятии включен в консолидированную финансовую отчетность Компании за 2012 год в размере 33,3 млрд. тенге (223,5 млн. долл. США), что на 5 млрд. тенге (38,2 млн. долл. США) меньше, чем за 2011 год.

## «CCEL»

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели CCEL:

| 4 КВАРТАЛ<br>2012 | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 | 4 КВАРТАЛ<br>К 4 КВАРТАЛУ |  | 2012        | 2011        | ИЗМЕНЕНИЕ<br>% |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------|--|-------------|-------------|----------------|
| 341 320           | 356 492           | 303 432           | 12%                       | ДОХОДЫ, ТЫС. ДОЛЛ. США                           | 1 466 282   | 1 367 173   | 7%             |
| (247 744)         | (267 871)         | (246 770)         | 0%                        | ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ,<br>ТЫС. ДОЛЛ. США          | (1 104 090) | (1 025 163) | 8%             |
| (4 580)           | (4 957)           | (2 986)           | 53%                       | ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ,<br>ТЫС. ДОЛЛ. США            | (19 396)    | (6 698)     | 190%           |
| (18 070)          | (22 454)          | (48 811)          | -63%                      | РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ,<br>ТЫС. ДОЛЛ. США | (87 029)    | (121 128)   | -28%           |
| 70 927            | 61 210            | 4 866             | 1358%                     | ПРИБЫЛЬ ЗА ПЕРИОД, ТЫС. ДОЛЛ. США                | 255 767     | 214 184     | 19%            |
| (17 089)          | (13 507)          | (28 025)          | -39%                      | КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ,<br>ТЫС. ДОЛЛ. США           | (56 670)    | (102 464)   | -45%           |
| 511               | 522               | 510               | 0%                        | ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЫС. ТОНН                          | 2 037       | 1 981       | 3%             |
| 480               | 507               | 446               | 8%                        | РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ, ТЫС. ТОНН                      | 2 054       | 1 957       | 5%             |
| 207               | 263               | 217               | -5%                       | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ НОВОРОССИЙСК                       | 1 168       | 1 195       | -2%            |
| 215               | 182               | 177               | 21%                       | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ ПРИМОРСК                           | 649         | 552         | 18%            |
| -                 | -                 | -                 | -                         | ЭКСПОРТ ЧЕРЕЗ ГДАНСК                             | -           | 24          | -100%          |
| 58                | 64                | 51                | 14%                       | ВНУТРЕННИЙ РЫНОК                                 | 237         | 187         | 27%            |

За 2012 год объем добычи CCEL составила 2 037 тыс. тонн (50% доля Компании составила 1018,5 тыс. тонн), что на 3% выше уровня 2011 года.

Увеличение операционных расходов на 8% по сравнению с 2011 годом связано в основном с ростом расходов на электроэнергию из-за роста тарифов, увеличением расходов на оплату труда в результате индексации заработной платы на 7% в 2012 году, а также с ростом тарифов и объемов подземных ремонтов скважин.

Рост финансовых расходов в 2012 году связан с ростом расходов по амортизации дисконта из-за увеличения количества ликвидируемых скважин и повышения стоимости ликвидации, а также с ростом расходов по вознаграждению в результате изменения средней ставки Libor с 0,4% до 0,7%. Кроме того, в 2012 году снизилась прибыль от курсовой разницы по сравнению с 2011 годом с (0,7 млрд. тенге (4,8 млн. долл. США) до 0,2 млрд. тенге (1,5 млн. долл. США).

В 2012 году в CCEL было осуществлено капитальных вложений на сумму 8,4 млрд. тенге (56,7 млн. долл. США), что ниже уровня 2011 года на 45%.

Компания признает в отчёте о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы.

По состоянию на 31 декабря 2012 года Компания отразила в своем балансе сумму 18,2 млрд. тенге (121 млн. долл. США) как счета к получению от CCEL, совместно контролируемого предприятия с китайской компанией CITIC Group.

За 2012 год Компания начислила процентный доход в размере 2,73 млрд. тенге (18,3 млн. долл. США), что представляет собой часть годового гарантированного платежа от CCEL в размере 26,87 млн. долл. США.

## СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ

|   | 2012          | 2011         | ИЗМЕНЕНИЕ % |
|---|---------------|--------------|-------------|
| <i>(В МЛН. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ)</i>                   |               |              |             |
| <b>ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАНЯТОСТИ (ЗАТРАТЫ НА УБР И УТТИОС)</b>        |               |              |             |
| УБР   | 6 495         | -            | 100%        |
| УТТИОС  | 4 433         | -            | 100%        |
|   | 10 928        | -            | 100%        |
| <b>СПОНСОРСТВО И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНОСТЬ</b>                      |               |              |             |
| СПОНСОРСТВО И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНОСТЬ                             | 1 378         | 4 970        | -72%        |
| ФИНАНСИРОВАНИЕ ПЕРЕСЕЛЕНИЯ ЖИТЕЛЕЙ ПОСЕЛКОВ БАЙШОНАС И ЕСКЕНЕ | 5 400         | -            | 100%        |
|   | 6 778         | 4 970        | 36%         |
| <b>КОНТРАКТНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>                              |               |              |             |
| ФОНД СОЦИАЛЬНЫХ ПРОГРАММ ПО КОНТРАКТАМ                        | 1 162         | 1 389        | -16%        |
| ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ОБУЧЕНИЮ КАЗАХСТАНСКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ          | 2 018         | 857          | 136%        |
|   | 3 180         | 2 246        | 42%         |
| <b>РАСХОДЫ ПО ОБЕСЦЕНЕНИЮ СОЦИАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ</b>             | <b>1 593</b>  | <b>1 465</b> | <b>9%</b>   |
| <b>ИТОГО</b>  | <b>22 479</b> | <b>8 681</b> | <b>159%</b> |

Социальная ответственность является одним из приоритетов в работе РД КМГ. С момента создания Компания выделила значительные средства на постройку спорткомплексов, оздоровительных лагерей, на реконструкцию школ и больниц, ремонт дорог в Атырауской и Мангистауской областях.

В 2012 году, с целью обеспечения трудоустройства около 2000 человек, в Мангистауском регионе, были созданы 2 сервисных предприятия – УТТИОС и УБР. В 2012 году Компания понесла операционные расходы в размере 10,9 млрд. тенге на создание и финансирование УТТИОС и УБР. Данные расходы отразились в составе расходов по вознаграждению работников в размере 9,5 млрд. тенге (УБР: 5,3 млрд. тенге, УТТИОС: 4,2 млрд. тенге), а также в составе расходов по материалам, запасам и прочим расходам на сумму 1,4 млрд. тенге (УБР: 1,1 млрд. тенге, УТТИОС: 0,3 млрд. тенге). Кроме того, Компанией было инвестировано 14,2 млрд. тенге на строительство вахтовых поселков, производственных баз, а также на приобретение спецтехники для поддержания деятельности УБР и УТТИОС.

В 2012 году расходы на спонсорство и благотворительность составили 6,8 млрд. тенге, что больше уровня 2011 года на 1,8 млрд. тенге. Основная часть расходов (5,4 млрд. тенге) в 2012 году была направлена на финансирование переселения жителей поселков Байшонас и Ескене Атырауской области в город Атырау. Кроме того, сумма в размере 1,4 млрд. тенге была направлена на финансирование социальных фондов, поддержку ветеранов войны и труда, организацию спортивных соревнований и профессиональных конкурсов в регионах деятельности Компании.

Контрактные обязательства включают в себя отчисления в фонд социальных программ и обязательства по обучению специалистов, в соответствии с условиями контрактов на недропользование. В 2012 году социальные расходы Компании в рамках выполнения контрактных обязательств составили 2,3 млрд. тенге, в том числе по фонду социальных программ 1,2 млрд. тенге, по обучению специалистов 1,1 млрд. тенге.

Расходы по обесценению социальных объектов связаны со строительством спорткомплексов, оздоровительных лагерей и других социальных объектов в регионах деятельности Компании.

## ЛИКВИДНОСТЬ И РЕСУРСЫ КАПИТАЛА ОБЗОР ДЕНЕЖНЫХ ПОТОКОВ

Потребности Компании в ликвидности возникают, в основном из потребности в финансировании существующей операционной деятельности (оборотный капитал), необходимости финансирования инвестиций (капитальные расходы) и достижения роста за счет приобретений. Руководство считает, что Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих обязательств и осуществления инвестиционных возможностей.

| 4 КВАРТАЛ<br>2012                           | 3 КВАРТАЛ<br>2012 | 4 КВАРТАЛ<br>2011 |  | 2012      | 2011     | ИЗМЕНЕНИЕ<br>% |
|---|-------------------|-------------------|--|-----------|----------|----------------|
| <i>(В МЛН. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ)</i> |                   |                   |  |           |          |                |
| 59 800                                      | 4 355             | 38 233            | ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ, ПОЛУЧЕННЫЕ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ      | 154 879   | 148 210  | 4%             |
| 33 630                                      | 78 334            | 31 678            | ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ | (52 131)  | 34 326   | -252%          |
| (11 166)                                    | (123 954)         | (5 773)           | ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ     | (154 555) | (74 934) | 106%           |

За 2012 год чистый приток денежных средств от операционной деятельности составил 154,8 млрд. тенге, что на 6,7 млрд. тенге больше, чем за 2011 год. Данное изменение в основном связано с увеличением прибыли Компании за 2012 год за счет роста цены реализации на внутренний рынок и перераспределением объемов реализации с внутреннего рынка на экспорт, что частично было нивелировано увеличением платежей и авансов по налогам (КПН, НДС, НДСП).

Чистый отток денежных средств от инвестиционной деятельности за 2012 год составил 52,1 млрд. тенге. Увеличение оттока от инвестиционной деятельности по сравнению с 2011 годом, в основном, связано с тем, что в 2012 году Компанией

# АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

дополнительно были размещены денежные средства на депозитах в банках на сумму 142,1 млрд. тенге. Данный эффект был частично нивелирован получением дивидендов от ассоциированных и совместных предприятий на сумму 24,4 млрд. тенге. Также, на изменение повлияло приобретение в 2011 году доли в совместном предприятии UGL на сумму 23,9 млрд. тенге, тогда как в 2012 году аналогичных приобретений не осуществлялось.

Чистый отток денежных средств, направленных на использование в финансовой деятельности, за 2012 год составил 154,6 млрд. тенге. Увеличение по сравнению с 2011 годом в основном связано с выплатой основного долга и начисленных процентов по нотам КМГ ПКИ Финанс на сумму 80 млрд. тенге и 3 млрд. тенге, соответственно, а также с выкупом собственных акций на сумму 36,2 млрд. тенге и выплатой дивидендов акционерам за 2011 год на сумму 34,0 млрд.

## ЗАЙМЫ

В таблице ниже отражены данные по чистым денежным средствам Компании:

|   | НА 31 ДЕКАБРЯ<br>2012                       | НА 30 СЕНТЯБРЯ<br>2012 | НА 31 ДЕКАБРЯ<br>2011 | ДЕКАБРЬ<br>К ДЕКАБРЮ |
|---|---|------------------------|-----------------------|----------------------|
|   | <i>(В МЛН. ТЕНГЕ, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНОЕ)</i> |                        |                       | %                    |
| ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ   | 2 462                                       | 2 497                  | 54 931                | -96 %                |
| СРОК ПОГАШЕНИЯ БОЛЕЕ ОДНОГО ГОДА                          | 4 848                                       | 4 999                  | 33 034                | -85 %                |
| <b>ВСЕГО ЗАЙМОВ</b>                                       | <b>7 310</b>                                | <b>7 496</b>           | <b>87 965</b>         | <b>-92 %</b>         |
| ДЕНЬГИ И ИХ ЭКВИВАЛЕНТ                                    | 154 705                                     | 72 438                 | 206 512               | -25 %                |
| ДРУГИЕ ТЕКУЩИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ                          | 550 556                                     | 556 970                | 321 890               | 71 %                 |
| ДОЛГОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ                            | 1 085                                       | 1 068                  | 188 803               | -99 %                |
| <b>ВСЕГО ФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ</b>                           | <b>706 346</b>                              | <b>630 476</b>         | <b>717 205</b>        | <b>-2 %</b>          |
| <b>ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ, ДЕНОМИНИРОВАННЫЕ В ДОЛЛ. США, %</b> | <b>78 %</b>                                 | <b>81 %</b>            | <b>72 %</b>           | <b>8 %</b>           |
| <b>ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА</b>                           | <b>699 036</b>                              | <b>622 980</b>         | <b>629 240</b>        | <b>11 %</b>          |

Займы Компании по состоянию на 31 декабря 2012 года составили 7,3 млрд. тенге. 5 июля 2012 года Компания полностью выплатила сумму основного долга и начисленные проценты по нотам КМГ ПКИ Финанс на сумму 80 млрд. тенге и 3 млрд. тенге, соответственно.

## ЗАЯВЛЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО БУДУЩЕГО

В настоящем документе содержатся заявления, которые являются или считаются «заявлениями относительно будущего». Терминология для описания будущего, включая, среди прочего, слова «считает», «по предварительной оценке», «ожидает», «по прогнозам», «намеревается», «планирует», «наметила», «будет» или «должна», либо, в каждом случае, аналогичная или сопоставимая терминология, либо ссылки на обсуждения, планы, цели, задачи, будущие события или намерения, призваны обозначить заявления относительно будущего. Указанные заявления относительно будущего включают все заявления, которые не являются историческими фактами. Они включают, без ограничения, заявления о намерениях, мнениях и заявления об ожиданиях Компании в отношении, среди прочего, результатов деятельности, финансового состояния, ликвидности, перспектив, роста, потенциальных приобретений, стратегии и отраслей, в которых работает Компания. По своей природе, заявления относительно будущего связаны с риском и неопределенностью, поскольку они относятся к будущим событиям и обстоятельствам, которые могут произойти или не произойти. Заявления относительно будущего не являются гарантиями будущих результатов деятельности, и фактические результаты деятельности, финансовое положение и ликвидность Компании и развитие страны и отраслей, в которых работает Компания, могут существенно отличаться от тех вариантов, которые описаны в настоящем документе или предполагаются согласно содержащимся в настоящем документе заявлениям относительно будущего. Компания не планирует и не берет на себя обязательства обновлять какую-либо информацию относительно отрасли или какие-либо заявления относительно будущего, которые содержатся в настоящем документе, будь то в результате получения новой информации, будущих событий или каких-либо иных обстоятельств. Компания не делает никаких заявлений, не предоставляет никаких заверений и не публикует никаких прогнозов относительно того, что результаты, изложенные в таких заявлениях относительно будущего, будут достигнуты.



# ФАКТОРЫ РИСКА

## ФАКТОРЫ РИСКА

Компания подвержена ряду рисков, включая риски внешней среды, рыночные, операционные, финансовые, инвестиционные и риски корпоративного управления.

Компания осуществляет управление рисками в рамках Политики по управлению рисками. Политика Компании в области управления рисками направлена на рост акционерной стоимости и повышение качества корпоративного управления путем идентификации рисков, оценки, анализа их существенности, разработки мер по их минимизации и контролю за исполнением мероприятий по минимизации рисков.

## РИСКИ ВНЕШНЕЙ СРЕДЫ

Основные риски, связанные с внешней средой деятельности компании включают в себя политические, экономические и региональные риски.

### ПОЛИТИЧЕСКИЕ РИСКИ:

- возможность смены внешне- или внутривнутриполитического курса руководством страны, которая может существенно сказаться на инвестиционной привлекательности страны в целом и Компании в частности;
- вероятность негативного изменения законодательства, в том числе налогового, направленного на максимизацию бюджетных доходов, получаемых от сырьевых отраслей промышленности;
- в процессе реформирования органов государственной власти возможно упразднение, а также создание новых различных министерств и ведомств, регулирующих деятельность Компании, что может привести к отсутствию или задержке утверждения нормативных документов, влияющих на деятельность Компании;
- Правительство Казахстана может значительно ограничить заявленный объем экспортной квоты или изменить обязательные объемы по поставкам на внутренний рынок, что может оказать существенное влияние на финансовые результаты Компании;
- вероятность ограничения Правительством Казахстана управления денежными средствами, размещаемых в банках второго уровня. Государство в лице ФНБ «Самрук-Қазына» и НК КМГ могут оказывать влияние на РД КМГ в интересах государства в целом, что может противоречить интересам других групп акционеров РД КМГ.

### ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РИСКИ:

- Экономика Казахстана слабо диверсифицирована и существенно зависит от мировых цен на сырьевые товары. Значительное и продолжительное падение мировых цен на сырье может привести к падению прибыли сырьевых компаний, а в дальнейшем и экономическому спаду всей экономики;
- Устаевающая инфраструктура экономики может оказать существенное негативное влияние на эффективность бизнеса Компании.
- Существующее законодательство в области закупок товаров и услуг, не позволяет повысить эффективность материально-технического обеспечения и логистики.
- Слабая конкурентная среда среди поставщиков и подрядчиков снижает качество работ и услуг, предоставляемых Компании.
- Уровень развития казахстанской финансовой системы может ухудшить условия размещения свободных денежных средств (подробнее финансовые риски см. далее).

### РЕГИОНАЛЬНЫЕ РИСКИ:

Регионами деятельности Компании являются Мангистауская, Атырауская, Актюбинская, Кызылординская области.

Основные производственные филиалы общества ведут свою производственную деятельность в регионах, отличающихся суровыми климатическими условиями, также для некоторых регионов характерен дефицит высококвалифицированных рабочих специалистов в сфере нефтедобычи и газопереработки. При этом данные регионы относятся к регионам с высокими социальными и экономическими рисками, оказывающими существенное влияние на деятельность Компании.

Для активов Мангистауской области риск возникновения социальных конфликтов и забастовок является существенным, неоднократно реализовывался и оказывал значительное влияние на деятельность Компании и выполнение ее обязательств по контрактам недропользования.

Компания последовательно стремится к укреплению и поддержанию социальной стабильности в регионах присутствия, активно взаимодействует с представителями местных администраций и сообществ для того, чтобы вместе найти решения актуальных социальных проблем в регионах.

Для снижения негативного влияния изменения ситуации в стране и основных регионах разрабатывается соответствующий комплекс мер, включающий нижеследующие действия:

- Действия, направленные на урегулирование сложившейся ситуации, в том числе изменение бизнес-модели Компании, выделение производственных филиалов в самостоятельную действующую компанию в целях стимулирования развития регионов;

- Действия, направленные на повышение степени географической диверсификации деятельности компании, с целью минимизации степени риска отдельно взятого региона;
- Действия, направленные на минимизацию социальной напряженности в регионах основной деятельности;
- Действия по повышению эффективности бизнеса, направленные на минимизацию рисков оказывающих существенное негативное влияние на возможности Компании по развитию бизнеса.

Компания стремится к тому, чтобы его социальные программы были максимально адресными и отвечали насущным нуждам общества. Однако, увеличение некоммерческих расходов, связанных с минимизацией возникновения риска забастовок и социальной напряженности, может оказать негативное влияние на финансовые показатели Компании.

Климатические условия указанных регионов достаточно разнообразны, кроме того, их географическая удаленность требует повышенного внимания к транспортной составляющей и снабжению электроэнергией для бесперебойной работы Компании.

В целях минимизации возможных последствий рисков, связанных с климатическими особенностями регионов присутствия, в том числе опасностью возникновения стихийных бедствий, Компания уделяет особое внимание вопросам непрерывности деятельности и промышленной безопасности.

### РИСКИ ПАРТНЕРОВ

Компания сотрудничает и привлекает зарубежные и местные компании по различным направлениям своей деятельности. Компания имеет ограниченную возможность оказывать влияние на поведение и операционную деятельность своих партнеров, что может сказаться на операционных и финансовых результатах Компании. В этой связи Компания предъявляет высокие требования своим партнерам, развивает долгосрочные и взаимовыгодные партнерские отношения.

### РЫНОЧНЫЕ РИСКИ

К рыночной категории относятся риски неблагоприятного воздействия изменения цен на нефть, валютных курсов, процентных ставок (подробнее о валютных рисках и рисках изменения процентной ставки см. в разделе «Финансовые риски»).

Компания осуществляет оптовые поставки нефти, как на внутреннем, так и на внешних рынках. Основным возможным ухудшением, как для внутренних, так и для внешних рынков является снижение цен на нефть, которая отличается значительной волатильностью вследствие ряда факто-

ров: баланс спроса и предложения, влияние и политика основных нефтедобывающих стран, политическая обстановка в основных регионах добычи энергоносителей. Снижение мировых цен на нефть в значительной степени скажется на ухудшении финансовых показателей Компании.

Компания не прибегает к хеджированию рисков снижения цен на нефть в настоящий момент, но в каждой конкретной ситуации использует внутренние инструменты управления затратами, позволяющие снизить негативное влияние этого риска.

### ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

Компания подвержена различным финансовым рискам, среди которых можно выделить валютные, инфляционные риски, риски изменения процентных ставок по размещаемым временно свободным денежным средствам, кредитные и налоговые риски. Вероятность их наступления и степень влияния на результаты финансово-хозяйственной деятельности постоянно оцениваются Компанией и учитываются при разработке планов развития.

### ИНФЛЯЦИОННЫЕ РИСКИ

Компания ведет свою основную деятельность в Казахстане и использует тенге, как основную валюту для расчетов. Издержки, связанные с выплатой заработной платы, затратами на электроэнергию, стоимостью логистических услуг, чувствительны к инфляции тенге.

### РИСКИ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОЦЕНТНЫХ СТАВОК

Деятельность Компании подвержена риску изменения процентных ставок, что может негативно отразиться на стоимости размещения временно свободных денежных средств и, соответственно, на финансовых результатах деятельности Компании.

### ВАЛЮТНЫЕ РИСКИ

Валютный риск – колебание валютных курсов, которое оказывает разнонаправленное воздействие на финансово-хозяйственную деятельность Компании.

Значительная часть доходов Компании номинирована в долларах США или привязана к доллару США. Часть расходов Компании номинирована в иностранной валюте, либо иным образом существенно зависит от колебания курсов иностранных валют (в основном это доллар США, в меньшей степени евро и рубль) относительно тенге. В настоящее время большая часть текущих затрат Компании оплачивается по ценам, установленным в тенге.

Повышение курса доллара сделает более рентабельным экспорт нефти.

В случае возникновения отрицательного влияния изменения процентных ставок и валютного курса Компания будет осуществлять следующие действия для снижения негативных последствий:

- расширение круга банков-партнеров, прежде всего, за счет институтов, наименее пострадавших от текущего мирового финансового кризиса;
- более масштабное использование инструментов торгового финансирования (аккредитивов, гарантий), позволяющих снизить зависимость деятельности Компании от базовых процентных ставок.

Наиболее подвержены изменению в результате влияния указанных финансовых рисков такие показатели финансовой отчетности Компании, как:

- чистая прибыль;
- выручка;
- себестоимость;

- дебиторская задолженность.

#### КРЕДИТНЫЕ РИСКИ

Кредитным рискам подвержены операции, связанные с движением материальных и денежных потоков с контрагентами, начиная с финансовых институтов, обслуживающих финансовые потоки Компании, и заканчивая покупателями конечных продуктов и контрагентами, оказывающими разнообразные услуги Компании.

Эффективная централизованная система управления денежными средствами, реализованная казначейством Компании, позволяет минимизировать кредитные риски.

Финансовые риски, вероятность их возникновения и характер изменения в отчетности.

| РИСК   | ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ | ХАРАКТЕР ИЗМЕНЕНИЙ В ОТЧЕТНОСТИ  |
|--|---------------------------|--|
| ПАДЕНИЕ СТАВОК ПО ДЕПОЗИТАМ БАНКОВ   | СРЕДНЯЯ                   | СНИЖЕНИЕ ПРИБЫЛИ ВСЛЕДСТВИЕ ПАДЕНИЯ ДОХОДОВ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ ВРЕМЕННО СВОБОДНЫХ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ. |
| ВАЛЮТНЫЙ РИСК (РИСК ДЕВАЛЬВАЦИИ КУРСА ТЕНГЕ ПО ОТНОШЕНИЮ К ЕВРО И ДОЛЛ. США) | СРЕДНЯЯ                   | РОСТ ЗАТРАТ НА ПРИОБРЕТАЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ – УВЕЛИЧЕНИЕ АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ.             |
| ИНФЛЯЦИОННЫЕ РИСКИ   | СРЕДНЯЯ                   | УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ, УВЕЛИЧЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОИЗВОДИМЫХ УСЛУГ.             |
| КРЕДИТНЫЙ РИСК   | СРЕДНЯЯ                   | ПРОБЛЕМНАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ. СНИЖЕНИЕ ПРИБЫЛИ.  |

#### НАЛОГОВЫЕ РИСКИ

Налоговая система РК характеризуется малыми объемами правоприменительной практики в отношении недавно принятых нормативно-правовых актов. Она также характеризуется риском доначисления налогов, штрафов и пеней, основанных на неправомерной интерпретации законодательства. Эти факторы осложняют планирование налоговых издержек Компании. Менеджмент Компании разрабатывает действия по минимизации указанного риска, основанные на участии в работе по улучшению качества как самого Налогового Кодекса, так и поправок к нему. Кроме того, Компания продолжает отстаивать свои интересы в судах.

#### ИЗМЕНЕНИЕ ПРАВИЛ ТАМОЖЕННОГО КОНТРОЛЯ И ПОШЛИН

Поскольку Компания осуществляет внешнеторговую деятельность, изменение правил таможенного контроля, волатильность ИТП, отсутствие прозрачной формулы расчета ИТП может отрицательно сказаться на финансовых результатах Компании.

Вместе с тем, Компания осуществляет постоянный мониторинг изменений действующего законодательства РК и учитывает их в своей деятельности, что позволяет минимизировать риски, связанные с указанными изменениями.

#### ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Основные операционные риски Компании лежат в плоскости разведки и добычи и связаны с осуществлением непрерывной деятельности Компании.

Ниже приведен список ключевых операционных рисков, на минимизацию которых Компания выделяет значительные ресурсы и уделяет им существенное внимание, как в своей ежедневной деятельности, так и в процессе планирования и оценки эффективности деятельности.

#### РАЗВЕДКА

При проведении геологоразведочных работ всегда существует риск некоммерческого обнаружения залежей углеводородов и/или бурения «сухой» скважины. Для снижения риска геологоразведочных работ проводится комплекс

геолого-геофизических исследований, который помимо традиционных сейсмических исследований включает геохимические исследования, высокоразрешающие электро-разведочные работы, а также специальные методики по обработке данных сейсмоки и гравитики, а также по анализу геологических рисков.

#### ДОБЫЧА

Одной из важнейших задач Компании является поддержание оптимального уровня добычи на собственных месторождениях, большинство из которых находится на поздней стадии эксплуатации. С этой целью Компания применяет современные методы и технологии воздействия на нефтяные пласты, призабойные зоны скважин.

Основные ключевые факторы снижения эффективности производственной деятельности Компании:

- Состояние основного фонда скважин.
- Техническая целостность оборудования
- Непрерывность электроснабжения.
- Погодные условия.
- Своевременность закупок и поставок оборудования.
- Качество поставленного оборудования.
- Своевременность и качество выполнения услуг подрядчиками.
- Безопасность производственного персонала.
- Экологическая безопасность.
- Эффективность планирования.
- Соблюдение требований государственных регуляторов.

Вместе с тем, производственная деятельность Компании подвержена рискам аварий и поломки основного производственного оборудования. Для снижения этих рисков Компания проводит комплекс предупредительных

мероприятий и программу модернизации и капитально-го ремонта оборудования. Основное производственное оборудование застраховано на случай ущерба от пожара, взрыва, природных и других опасностей, а также застрахован риск выхода скважины из-под контроля.

### ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Производственная деятельность Компании сопряжена с широким спектром рисков для здоровья работников и окружающей среде. К таким рискам можно отнести несоблюдение техники безопасности, аварии на производстве, причинение вреда окружающей среде, экологические загрязнения и природные катаклизмы. Последствия при наступлении этих рисков могут быть самые тяжелые, в том числе смертельный случай на производстве, загрязнение атмосферы, почвы и водоемов, пожары, приостановка или полная остановка производства. В зависимости от причины наступления этих событий последствия могут негативно повлиять на репутацию, финансовую и операционную деятельность Компании. В этом направлении в Компании предпринимаются различные меры по предотвращению наступления таких угроз, в том числе контроль состояния безопасности и охраны труда, выявление опасных факторов и обучение персонала. Существующие в Компании системы охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды внедрены и функционируют в соответствии со стандартами ISO 14001, OHSAS 18001. Компания ежегодно страхует риски в области охраны труда и окружающей среды, сопряженные с собственной деятельностью и проектами.

### ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Компания подвержена рискам в области информационных технологий в связи с использованием и внедрением большого количества высокотехнологичного оборудования и программного обеспечения для эффективной операционной деятельности. В связи с чем могут возникнуть проблемы адаптации нового оборудования и программного обеспечения, безопасного хранения конфиденциальных бизнес-данных. В целях обеспечения эффективной работы в данном направлении Компания ежегодно анализирует используемые технологии, при выборе и покупке предпочтению отдает наиболее адаптируемым и зарекомендованным информационным технологиям, обеспечивает надежный контроль доступа к бизнес-данным.

### ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РИСКИ

Основными факторами, влияющими на инвестиционную деятельность Компании, являются:

- Ограниченность доступных для приобретения новых активов на суше в Казахстане.
- Увеличение конкуренции со стороны крупных международных нефтегазовых компаний за доступ к нефтегазовым активам.

- Отсутствие собственной высокоэффективной сервисной экспертизы, дающей возможность РД КМГ участвовать в морских проектах в Казахстане, а также привлекательных зарубежных проектах.

Кроме того, РД КМГ является крупнейшей нефтегазодобывающей компанией, контролируемой Правительством Казахстана. В связи с этим, государство в лице ФНБ «Самрук-Қазына» и НК КМГ может оказывать влияние на РД КМГ в интересах государства в целом, которые могут противоречить интересам акционеров РД КМГ.

Все эти факторы, как отдельно, так и в совокупности, могут привести к недооценке/переоценке привлекательности проектов, неэффективным инвестиционным решениям и, как следствие, к сокращению уровня запасов и падению стоимости Компании.

### РИСКИ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ СНИЖЕНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА

Одним из существенных факторов, влияющих на эффективность деятельности Компании, является снижение ее организационного потенциала. Высококвалифицированные кадры являются конкурентным преимуществом и основой достижения стратегических целей Компании. Ежегодно Компания сталкивается с проблемой привлечения кадров с соответствующей квалификацией. Это связано, прежде всего, с невозможностью рекрутинга персонала, ввиду дефицита необходимой категории специалистов на рынке труда в отдельных регионах.

Для снижения данного риска в Компании разрабатывается целый ряд мер, направленный на повышение лояльности, уровня мотивации и профессионального уровня персонала. Кроме того, уделяется существенное внимание повышению лидерских компетенций менеджмента и формированию кадрового резерва.

### МОШЕННИЧЕСТВО И КОРРУПЦИЯ

Распределение ресурсов не в лучших интересах Компании, нанесение ущерба Компании в целях получения личной выгоды, любые факты проявления коррупции являются совершенно неприемлемыми в деятельности Компании вне зависимости от размера финансового ущерба.

Компания предпринимает все возможные действия для предотвращения неправомерной деятельности и нанесения репутационного ущерба Компании. Компания является субъектом Закона РК «О борьбе с коррупцией», а также, вступившего в силу в июле 2011 года, Закона Великобритании «О взяточничестве» (UK Bribery Act 2010) и выстраивает свои внутренние политики и процедуры в строгом соответствии с вышеназванными законами.



# КОНСОЛИДИ- РОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

---

## ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

### АКЦИОНЕРАМ И РУКОВОДСТВУ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «РАЗВЕДКА ДОБЫЧА «КАЗМУНАЙГАЗ»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее «Компания»), которая включает консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2012 года, консолидированный отчет о совокупном доходе, консолидированный отчет об изменениях в капитале и консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учетной политики и другую пояснительную информацию.

### ОТВЕТСТВЕННОСТЬ РУКОВОДСТВА В ОТНОШЕНИИ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Руководство Компании несет ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

### ОТВЕТСТВЕННОСТЬ АУДИТОРОВ

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы и спланировали и провели аудит с тем, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения консолидированной финансовой отчетности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в консолидированной финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчетности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Аудит также включает оценку уместности выбранной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащим для выражения нашего мнения.

### МНЕНИЕ

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Акционерного общества «Разведка Добыча «КазМунайГаз» и его дочерних организаций на 31 декабря 2012 года, а также их финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

**Пол Кон**  
Партнер по аудиту

**Евгений Жемалетдинов**  
Аудитор/Генеральный директор  
ТОО «Эрнст энд Янг»

# КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЁТНОСТЬ

## За год, закончившийся 31 декабря 2012 года

### КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В миллионах тенге

На 31 декабря

|  | Прим. | 2012             | 2011             |
|--|-------|------------------|------------------|
| <b>Активы</b>  |       |                  |                  |
| <b>Долгосрочные активы</b>   |       |                  |                  |
| Основные средства  | 6     | 325 520          | 338 860          |
| Нематериальные активы  | 7     | 19 584           | 26 638           |
| Инвестиции в совместные предприятия                                | 5, 9  | 89 252           | 116 526          |
| Инвестиции в ассоциированную компанию                              | 10    | 118 959          | 133 228          |
| Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия | 9     | 14 326           | 18 138           |
| Займы к получению от совместных предприятий                        | 5, 9  | 13 150           | 8 494            |
| Прочие финансовые активы   | 8     | 1 085            | 188 803          |
| Актив по отсроченному налогу                                       | 22    | 31 968           | 9 450            |
| Прочие активы  |       | 17 200           | 19 593           |
| <b>Итого долгосрочных активов</b>                                  |       | <b>631 044</b>   | <b>859 730</b>   |
| <b>Текущие активы</b>  |       |                  |                  |
| Товарно-материальные запасы  | 11    | 25 058           | 22 651           |
| Предоплата по подоходному налогу                                   |       | 17 806           | 9 971            |
| Предоплата по налогам и НДС к возмещению                           |       | 56 257           | 22 738           |
| Предоплата по налогу на добычу полезных ископаемых                 |       | 8 073            | –                |
| Расходы будущих периодов   |       | 15 539           | 12 054           |
| Торговая и прочая дебиторская задолженность                        | 8     | 101 168          | 84 126           |
| Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия | 9     | 3 895            | 1 361            |
| Прочие финансовые активы   | 8     | 550 556          | 321 890          |
| Денежные средства и их эквиваленты                                 | 8     | 154 705          | 206 512          |
| <b>Итого текущих активов</b>                                       |       | <b>933 057</b>   | <b>681 303</b>   |
| <b>Итого активов</b>   |       | <b>1 564 101</b> | <b>1 541 033</b> |
| <b>Капитал</b>   |       |                  |                  |
| Уставный капитал   | 12    | 162 952          | 198 452          |
| Прочие резервы   |       | 2 474            | 2 124            |
| Нераспределённая прибыль   |       |                  | 1 083 749        |
| Прочие компоненты капитала   |       | 18 009           | 14 354           |
| <b>Итого капитала</b>  |       | <b>1 337 770</b> | <b>1 298 679</b> |
| <b>Обязательства</b>   |       |                  |                  |
| <b>Долгосрочные обязательства</b>                                  |       |                  |                  |
| Займы  | 14    | 4 848            | 33 034           |
| Отсроченное налоговое обязательство                                |       | –                | 2 049            |
| Резервы  | 15    | 36 927           | 37 846           |
| <b>Итого долгосрочных обязательств</b>                             |       | <b>41 775</b>    | <b>72 929</b>    |
| <b>Текущие обязательства</b>                                       |       |                  |                  |
| Займы  | 14    | 2 462            | 54 931           |
| Подоходный налог к уплате  |       | 32 103           | –                |
| Налог на добычу полезных ископаемых и рентный налог к уплате       |       | 50 417           | 50 908           |
| Торговая и прочая кредиторская задолженность                       |       | 82 255           | 48 680           |
| Резервы  | 15    | 17 319           | 14 906           |
| <b>Итого текущих обязательств</b>                                  |       | <b>184 556</b>   | <b>169 425</b>   |
| <b>Итого обязательств</b>  |       | <b>226 331</b>   | <b>242 354</b>   |
| <b>Итого обязательств и капитала</b>                               |       | <b>1 564 101</b> | <b>1 541 033</b> |

Примечания на страницах 5 - 40 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

**КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ**

В миллионах тенге

На 31 декабря

|  | Прим. | 2012           | 2011           |
|--|-------|----------------|----------------|
| Доходы   | 16    | 797 170        | 721 194        |
| Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий | 9, 10 | 67 442         | 84 276         |
| Финансовый доход   | 21    | 34 528         | 28 843         |
| <b>Итого выручка и прочий доход</b>                                  |       | <b>899 140</b> | <b>834 313</b> |
| Производственные расходы   | 17    | (140 362)      | (117 465)      |
| Расходы по реализации и административные расходы                     | 18    | (93 088)       | (98 520)       |
| Расходы по разведке  |       | (6 104)        | (5 985)        |
| Износ, истощение и амортизация                                       | 6, 7  | (53 747)       | (45 494)       |
| Налоги, кроме подоходного налога                                     | 19    | (274 171)      | (284 028)      |
| Обесценение основных средств   | 20    | (77 012)       | (1 653)        |
| Убыток от выбытия основных средств                                   |       | (3 189)        | (4 044)        |
| Расходы на финансирование  | 21    | (7 231)        | (7 223)        |
| Доходы по курсовой разнице, нетто                                    |       | 9 513          | 2 691          |
| <b>Прибыль до налогообложения</b>                                    |       | <b>253 749</b> | <b>272 592</b> |
| Расходы по подоходному налогу  | 22    | (92 926)       | (63 661)       |
| <b>Прибыль за год</b>  |       | <b>160 823</b> | <b>208 931</b> |
| Курсовая разница от пересчёта зарубежных операций                    |       | 3 655          | 1 978          |
| <b>Прочий совокупный доход за год, за вычетом налогов</b>            |       | <b>3 655</b>   | <b>1 978</b>   |
| <b>Итого совокупный доход за год, за вычетом налогов</b>             |       | <b>164 478</b> | <b>210 909</b> |
| Прибыль на акцию – тысяч тенге                                       |       |                |                |
| Базовая и разводнённая   | 13    | 2,32           | 2,95           |

# КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

## За год, закончившийся 31 декабря 2012 года

### КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В миллионах тенге

На 31 декабря

|   | Прим. | 2012            | 2011           |
|---|-------|-----------------|----------------|
| <b>Денежные потоки от операционной деятельности</b>   |       |                 |                |
| Прибыль до налогообложения  |       | 253 749         | 272 592        |
| Корректировки для прибавления / (вычета) неденежных статей  |       |                 |                |
| Износ, истощение и амортизация  | 6, 7  | 53 747          | 45 494         |
| Доля в результатах ассоциированной компании и совместных предприятий                                      | 9, 10 | (67 442)        | (84 276)       |
| Убыток от выбытия основных средств  |       | 3 189           | 4 044          |
| Обесценение основных средств и нематериальных активов   | 6, 7  | 77 012          | 2 439          |
| Расходы на нерезультативные разведочные скважины по активам по разведке и оценке                          | 7     | 4 321           | 2 586          |
| Признание выплат, основанных на долевых инструментах  |       | 354             | 408            |
| Изъятие долевых инструментов  |       | (4)             | (24)           |
| Нереализованный доход от курсовой разницы от внеоперационной деятельности                                 |       | (6 835)         | (2 306)        |
| Прочие неденежные доходы и расходы  |       | 420             | 4 591          |
| Плюс расходы на финансирование  | 21    | 7 231           | 7 223          |
| Минус финансовый доход  | 21    | (34 528)        | (28 843)       |
| Корректировки оборотного капитала   |       |                 |                |
| Изменение в прочих активах  |       | 101             | (817)          |
| Изменение в товарно-материальных запасах  |       | (2 267)         | (4 822)        |
| Изменение предоплаты по налогам и НДС к возмещению  |       | (33 519)        | (2 105)        |
| Изменение в расходах будущих периодов   |       | (3 577)         | 15 839         |
| Изменение в торговой и прочей дебиторской задолженности   |       | (16 599)        | (18 487)       |
| Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности  |       | 13 925          | (3 600)        |
| Изменение в налоге на добычу полезных ископаемых и рентном налоге к уплате                                |       | (8 564)         | 4 854          |
| Изменение в резервах  |       | 10 663          | 7 621          |
| Подходный налог уплаченный  |       | (96 498)        | (74 201)       |
| <b>Чистые потоки денежных средств, полученные от операционной деятельности</b>                            |       | <b>154 879</b>  | <b>148 210</b> |
| <b>Денежные потоки от инвестиционной деятельности</b>   |       |                 |                |
| Приобретение основных средств   |       | (99 240)        | (92 760)       |
| Поступления от продажи основных средств   |       | 1 054           | 753            |
| Приобретение нематериальных активов   |       | (8 874)         | (12 218)       |
| Приобретение доли в совместном предприятии  | 9     | –               | (23 907)       |
| Займы, предоставленные совместным предприятиям  | 5, 9  | (5 081)         | (1 923)        |
| Дивиденды, полученные от совместных предприятий и ассоциированной компании, за вычетом подоходного налога | 9, 10 | 114 207         | 89 795         |
| Вознаграждение, полученное от инвестиций в долговой инструмент НК КМГ                                     |       | 11 280          | 13 006         |
| (Приобретение) / продажа финансовых активов, удерживаемых до погашения                                    |       | (85 257)        | 56 836         |
| Поступления от продажи прочих финансовых активов  |       | 5 546           | –              |
| Погашение займов связанной стороной   |       | 7 657           | 3 940          |
| Поступления от продажи / (приобретения) дочерней организации, за вычетом полученных денежных средств      | 5     | 3 601           | (8 799)        |
| Вознаграждение полученное   |       | 2 976           | 9 603          |
| <b>Чистые денежные потоки (использованные в) / полученные от инвестиционной деятельности</b>              |       | <b>(52 131)</b> | <b>34 326</b>  |
| <b>Денежные потоки от финансовой деятельности</b>   |       |                 |                |
| Выкуп собственных акций   | 12    | (36 203)        | (15 763)       |

|   |          |                  |                 |
|---|----------|------------------|-----------------|
| Погашение займов  | 14       | (81 406)         | (35 219)        |
| Дивиденды, уплаченные акционерам Компании                               | 3,12     | (33 971)         | (19 287)        |
| Вознаграждение уплаченное   | 14       | (2 975)          | (4 665)         |
| <b>Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности</b> |          | <b>(154 555)</b> | <b>(74 934)</b> |
| <b>Чистое изменение денежных средств и их эквивалентов</b>              |          | <b>(51 807)</b>  | <b>107 602</b>  |
| Денежные средства и их эквиваленты на начало года                       | 8        | 206 512          | 98 520          |
| Положительная курсовая разница по денежным средствам и их эквивалентам  |          | –                | 390             |
| <b>Денежные средства и их эквиваленты на конец года</b>                 | <b>8</b> | <b>154 705</b>   | <b>206 512</b>  |

### КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

В миллионах тенге

|  | Уставный капитал | Выкупленные собственные акции | Прочие резервы | Нераспределённая прибыль | Резерв по пересчёту валют | Итого капитала   |
|--|------------------|-------------------------------|----------------|--------------------------|---------------------------|------------------|
| <b>На 31 декабря 2010 года</b>                                       | <b>263 095</b>   | <b>(49 013)</b>               | <b>1 740</b>   | <b>931 455</b>           | <b>12 376</b>             | <b>1 159 653</b> |
| Прибыль за год   | –                | –                             | –              | 208 931                  | –                         | 208 931          |
| Прочий совокупный доход  | –                | –                             | –              | –                        | 1 978                     | 1 978            |
| <b>Итого совокупный доход</b>  | <b>–</b>         | <b>–</b>                      | <b>–</b>       | <b>208 931</b>           | <b>1 978</b>              | <b>210 909</b>   |
| Признание выплат, основанных на долевых инструментах (Примечание 12) | –                | –                             | 408            | –                        | –                         | 408              |
| Изъятие долевых инструментов (Примечание 12)                         | –                | –                             | (24)           | –                        | –                         | (24)             |
| Исполнение опционов работников (Примечание 12)                       | –                | 133                           | –              | –                        | –                         | 133              |
| Выкуп собственных акций (Примечание 12)                              | –                | (15 763)                      | –              | –                        | –                         | (15 763)         |
| Дивиденды (Примечание 12)  | –                | –                             | –              | (56 637)                 | –                         | (56 637)         |
| <b>На 31 декабря 2011 года</b>                                       | <b>263 095</b>   | <b>(64 643)</b>               | <b>2 124</b>   | <b>1 083 749</b>         | <b>14 354</b>             | <b>1 298 679</b> |
| Прибыль за год   | –                | –                             | –              | 160 823                  | –                         | 160 823          |
| Прочий совокупный доход  | –                | –                             | –              | –                        | 3 655                     | 3 655            |
| <b>Итого совокупный доход</b>  | <b>–</b>         | <b>–</b>                      | <b>–</b>       | <b>160 823</b>           | <b>3 655</b>              | <b>164 478</b>   |
| Признание выплат, основанных на долевых инструментах (Примечание 12) | –                | –                             | 354            | –                        | –                         | 354              |
| Изъятие долевых инструментов (Примечание 12)                         | –                | –                             | (4)            | –                        | –                         | (4)              |
| Исполнение опционов работников (Примечание 12)                       | –                | 703                           | –              | –                        | –                         | 703              |
| Выкуп собственных акций (Примечание 12)                              | –                | (36 203)                      | –              | –                        | –                         | (36 203)         |
| Дивиденды (Примечание 12)  | –                | –                             | –              | (90 237)                 | –                         | (90 237)         |
| <b>На 31 декабря 2012 года</b>                                       | <b>263 095</b>   | <b>(100 143)</b>              | <b>2 474</b>   | <b>1 154 335</b>         | <b>18 009</b>             | <b>1 337 770</b> |

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

## 1. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания») было учреждено в Республике Казахстан и занимается приобретением, разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья. Основная операционная нефтегазовая деятельность Компании осуществляется на нефтегазовых активах, расположенных в Прикаспийском и Мангистауском бассейнах Западного Казахстана. Основным прямым акционером Компании является Акционерное Общество «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту «НК КМГ» или «Материнская компания»), которое представляет государственные интересы в нефтегазовой промышленности Казахстана, и которое владеет 63,22 % акций Компании, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 61,3 %). Материнская компания полностью принадлежит АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Қазына» (далее по тексту «ФНБ Самрук-Қазына»), которое в свою очередь полностью принадлежит Правительству Республики Казахстан (далее по тексту «Правительство»).

Компания осуществляет свою основную деятельность через 100 % дочерние организации АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». Кроме этого, Компания владеет прочими дочерними организациями, имеет доли в совместно контролируемых предприятиях, ассоциированной компании и в прочих предприятиях, преимущественно не связанных с осуществлением основной деятельности, в которых Компания имеет контрольную и неконтрольную доли участия. Данная консолидированная финансовая отчетность отражает финансовое положение и результаты операций хозяйственной деятельности всех выше упомянутых инвестиций.

- МСФО 7 Раскрытие: Усовершенствование требований в отношении раскрытия информации о прекращении признания – Поправка;
  - МСБУ 12 Отложенные налоги: Возмещение активов, лежащих в основе отложенных налогов – Поправка;
  - МСФО 1 Значительная гиперинфляция и отмена фиксированных дат для компаний, впервые применяющих МСФО – Поправка;
  - МСБУ 1 Презентация компонентов прочего совокупного дохода – Поправка (раннее применение);
- Усовершенствования МСФО (май 2012 года) (раннее применение)

## СТАНДАРТЫ, КОТОРЫЕ БЫЛИ ВЫПУЩЕНЫ, НО ЕЩЕ НЕ ВСТУПИЛИ В СИЛУ

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности Компании, и которые, по мнению Компании, после применения повлияют на раскрытия, финансовое положение или результаты деятельности. Компания намерена применить эти стандарты, в случае необходимости, с даты их вступления в силу.

- МСБУ 28 Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия (2011 год). В данное время Компания оценивает влияние этого стандарта на финансовое положение и результаты деятельности;
- МСФО 10 Консолидированная финансовая отчетность. В данное время Компания оценивает влияние этого стандарта на финансовое положение и результаты деятельности;
- МСФО 11 Соглашения о совместной деятельности. В данное время Компания оценивает влияние этого стандарта на финансовое положение и результаты деятельности;
- МСФО 12 Раскрытие информации о долях участия в других компаниях. Потребуется некоторые новые раскрытия, однако Компания не ожидает влияния на финансовое положение и результаты деятельности;
- МСБУ 27 Отдельная финансовая отчетность (2011 год). Компания не готовит отдельную финансовую отчетность;
- МСФО 13 Оценка справедливой стоимости. Компания не ожидает существенных последствий после принятия этого стандарта;

## 2. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основные аспекты учётной политики, примененные при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности, приведены ниже. Данная учётная политика последовательно применялась для всех представленных периодов, если не указано иное.

### 2.1 Основа подготовки

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»). Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена исходя из принципа учёта по первоначальной стоимости за исключением финансовых инструментов. Настоящая консолидированная финансовая отчетность представлена в тенге, и все значения округлены до миллиона, если не указано иное.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует применения существенных учётных оценок, а также требует от руководства выражения мнения по допущениям в ходе применения учётной политики. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчетности, раскрыты в Примечании 4.

### ПРИНЯТЫЕ СТАНДАРТЫ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЁТА И ИНТЕРПРЕТАЦИИ

В течение года Компания приняла следующие новые и пересмотренные стандарты МСФО, принятие которых не оказало существенного влияния на финансовые результаты или финансовое положение Компании.

- МСФО 9 Финансовые инструменты: классификация и оценка. Компания оценит влияние этого стандарта в увязке с другими этапами проекта после их публикации;
- МСБУ 19 Вознаграждения работникам (поправка). Компания не ожидает существенных последствий после принятия этого стандарта.

## 2.2 Изменение презентации консолидированного отчета о совокупном доходе

Компания изменила раскрытие некоторых расходов в консолидированном отчете о совокупном доходе, выделив обесценения основных средств в отдельную строку. Раскрытие сравнительной информации было изменено соответственно.

## 2.3 Консолидация ДОЧЕРНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ

Дочерними организациями являются компании, по отношению к которым у Компании есть полномочия на управление финансовой и операционной политикой, как правило, подразумевающие владение более чем половиной акций, имеющих право голоса. Наличие и влияние потенциального права голоса, которое может использоваться в настоящее время или могут конвертироваться, принимается во внимание при оценке контроля Компании над другим предприятием. Дочерние организации консолидируются, начиная с момента получения контроля Компанией. Консолидация прекращается с момента прекращения контроля над такими предприятиями.

Внутригрупповые операции, сальдо и нереализованные прибыли по операциям между компаниями элиминируются. Нереализованные убытки также элиминируются, но рассматриваются как признак обесценения передаваемого актива. Учетная политика дочерних организаций соответствует учетной политике Компании.

## ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ И УЧАСТИЕ В СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Инвестиции Компании в ассоциированные компании и совместные предприятия учитываются по методу долевого участия. Ассоциированная компания – это компания, на которую Компания оказывает существенное влияние. Компания также имеет доли участия в совместных предприятиях, которые являются совместно контролируруемыми предприятиями, в которых участники вступили в договорные соглашения, устанавливающие совместный контроль над экономической деятельностью предприятий.

В соответствии с методом долевого участия инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия учитываются в консолидированном отчете о финансовом положении по первоначальной стоимости плюс изменения, возникшие после приобретения в доле чистых активов ассоциированных компаний и совместных предприятий, принадлежащих Компании.

Инвестиции Компании в ассоциированные компании включают в себя превышение цены приобретения над текущей стоимостью активов, которая в основном относится к стоимости лицензий на основании доказанных запасов. Лицензии амортизируются на основе доказанных разработанных запасов ассоциированных компаний и совместных предприятий с использованием производственного метода.

Консолидированный отчет о совокупном доходе включает долю финансовых результатов деятельности каждой ассоциированной компании и каждого совместного предприятия. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированной компании или совместного предприятия, Компания признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в отчете об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям между Компанией и её ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Компания имеет долю участия в ассоциированной компании.

Доля в прибыли ассоциированных компаний и совместных предприятиях представлена непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров ассоциированных компаний и совместно контролируемых предприятий, и поэтому определяется как прибыль после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних организациях ассоциированных компаний.

Финансовая отчетность ассоциированных компаний составляется за тот же отчетный период, что и финансовая отчетность материнской компании. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Компании.

После применения метода долевого участия Компания определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по инвестициям Компании в ассоциированные компании или совместные предприятия. На каждую отчетную дату Компания устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированные компании или совместные предприятия. В случае наличия таких свидетельств, Компания рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании или совместного предприятия и текущей стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о совокупном доходе.

В случае потери существенного влияния над ассоциированной компанией Компания оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью ассоциированной компании на момент потери существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в качестве прибыли или убытка.

В случае потери совместного контроля и при условии, что бывшее совместно контролируемое предприятие не становится дочерней или ассоциированной компанией, Компания оценивает и признает оставшуюся инвестицию по справедливой стоимости. Разница между текущей стоимостью бывшего совместно контролируемого предприятия на момент потери совместного контроля и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в качестве прибыли или убытка. Если Компания сохраняет существенное влияние на объект инвестиций, оставшиеся инвестиции учитываются как инвестиции в ассоциированную компанию.

## 2.4 Пересчет иностранных валют

Консолидированная финансовая отчетность представлена в казахстанских тенге («тенге»), который является функциональной валютой и валютой представления консолидированной финансовой отчетности Компании. Каждая дочерняя организация, ассоциированная компания и совместное предприятие Компании определяет собственную функциональную валюту, и статьи, включенные в финансовую отчетность каждой организации, оцениваются в этой функциональной валюте. Операции, в иностранной валюте, первоначально учитываются в функциональной валюте по курсу, действующему на дату операции. Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются по курсу функциональной валюты, действующему на отчетную дату. Все курсовые разницы включаются в отчет о совокупном доходе. Неденежные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действующим на дату определения справедливой стоимости.

Активы и обязательства зарубежной деятельности пересчитываются в тенге по обменному курсу на отчетную дату, а статьи отчета о совокупном доходе таких компаний пере-

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

считываются по курсу на дату операции. Курсовые разницы, возникающие при таком пересчёте непосредственно признаются в прочем совокупном доходе или убытке. При выбытии зарубежной компании накопленная сумма резерва по пересчёту валют, относящаяся к конкретной зарубежной компании, признается в прибылях и убытках.

## 2.5 Расходы по разведке и разработке нефтегазовых месторождений

### ЗАТРАТЫ ПО ПРИОБРЕТЕНИЮ ЛИЦЕНЗИЙ НА РАЗВЕДКУ

Затраты по приобретению лицензий на разведку капитализируются в нематериальные активы и амортизируются по прямолинейному методу в течение предполагаемого срока разведки. Каждый объект рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы. В случае если по объекту не запланированы работы в будущем, оставшееся сальдо затрат на приобретение лицензий списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов»), амортизация прекращается, и оставшиеся затраты объединяются с затратами по разведке и признаются как доказанные активы в разрезе месторождений, до подтверждения запасов в составе прочих нематериальных активов. В момент внутреннего утверждения разработки, и получения всех лицензий и разрешений от соответствующих контролирующих органов, соответствующие расходы перемещаются в основные средства (нефтегазовые активы).

### ЗАТРАТЫ НА РАЗВЕДКУ

Геологические и геофизические расходы списываются в момент, когда такие затраты были понесены. Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам, капитализируются в составе нематериальных активов (активы по разведке и оценке) до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя заработную плату, материалы, горючее и электроэнергию, стоимость буровых станков и платежи подрядчикам. Если углеводороды не обнаружены, тогда расходы на разведку будут списаны как расходы по сухой скважине. В случае, если будут найдены углеводороды, подлежащие оценке, которая может включать в себя бурение других скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин), коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то такие затраты будут продолжаться учитываться как актив.

Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. Если этого больше не происходит, затраты списываются.

Когда запасы нефти и газа доказаны и принимается решение о продолжении разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав основных средств (нефтегазовых активов).

### ЗАТРАТЫ НА РАЗРАБОТКУ

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе основных средств, за исключением расходов, относящихся к разработочным или оконтуривающим скважинам, в которых не обнаружено достаточного коммерче-

ского количества углеводородов, которые списываются как сухие скважины на расходы периода.

## 2.6 Основные средства

Основные средства отражаются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовые активы амортизируются с использованием производственного метода по доказанным разработанным запасам. Некоторые нефтегазовые активы со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 4 до 10 лет.

Прочие основные средства в основном представляют собой здания, машины и оборудование, которые амортизируются с использованием линейного метода в течение среднего срока полезной службы в 24 года и 7 лет для каждой из групп основных средств соответственно.

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматривается на ежегодной основе, и, при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

Текущая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающих на то, что текущая стоимость не является возмещаемой.

Объекты основных средств, включая добывающие скважины, которые перестают добывать коммерческие объемы углеводородов, и планируются к ликвидации, перестают учитываться в качестве актива при выбытии, или тогда, когда не ожидается получение будущих экономических выгод от использования актива. Любой доход или убыток, возникающие от прекращения признания актива (расчитываемые как разница между чистыми поступлениями от реализации и текущей стоимостью объекта) включаются в консолидированный отчет о совокупном доходе того периода, в котором произошло такое событие.

## 2.7 Обесценение нефинансовых активов

Компания оценивает активы или группы активов на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость актива не может быть возмещена. Отдельные активы группируются для целей оценки на обесценение на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активами. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Компания осуществляет оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость

группы активов является наибольшей из справедливой стоимости за вычетом расходов на ее реализацию и стоимости ее использования. В тех случаях, когда текущая стоимость группы активов превышает ее возмещаемую стоимость, тогда группа активов подлежит обесценению, и происходит списание до возмещаемой стоимости. При оценке стоимости использования, ожидаемые денежные потоки корректируются на риски, специфичные для группы активов и дисконтируются к текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег.

На каждую отчетную дату производится оценка относительно того, имеются ли какие-либо индикаторы, указывающие, что убытки от обесценения, признанные ранее, более не существуют или уменьшились. Если такие индикаторы существуют, тогда оценивается возмещаемая стоимость. Ранее признанный убыток по обесценению сторнируется только, если произошло изменение в оценках, использованных для определения возмещаемой стоимости актива с момента признания последнего убытка от обесценения. В таком случае текущая стоимость актива увеличивается до его возмещаемой стоимости.

Увеличенная стоимость не может превышать текущую стоимость, которая была бы определена, за вычетом износа или амортизации, если бы в предыдущие периоды не был признан убыток по обесценению. Такое сторнирование признаётся в прибылях или убытках.

После проведения сторнирующей проводки корректируются расходы по амортизации в последующих периодах для распределения пересмотренной текущей стоимости актива, за вычетом остаточной стоимости, на систематической основе в течение оставшегося срока полезной службы.

## 2.8 Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают капитализированные затраты на разведку и оценку и прочие нематериальные активы, которые в основном включают компьютерное программное обеспечение. Нематериальные активы, приобретенные отдельно от бизнеса, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет и амортизируется на линейной основе в течение этого периода.

Текущая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что текущая стоимость не может быть возмещена.

## 2.9 Финансовые активы

Финансовые активы в рамках МСБУ 39 классифицируются в качестве финансовых активов по справедливой стоимости через прибыль или убытки, активы, удерживаемые до погашения, финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, займы и торговая и прочая дебиторская задолженность, исходя из их назначения. При первоначальном признании финансовых активов, они оцениваются по справедливой стоимости. В случае если инвестиции не классифицируются как финансовые активы по справедливой стоимости через прибыль или убыток, то при отражении в отчётности к их справедливой стоимости прибавляются непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Компания определяет классификацию своих финансовых активов при первоначальном признании, и, где это разрешено и целесообразно, пересматривает данную классификацию в конце каждого финансового года.

Все стандартные приобретения и продажи финансовых активов признаются на дату исполнения сделки, т.е. дату, когда Компания приняла на себя обязательство приобрести или продать актив. Стандартные приобретения или продажи – это приобретения или продажи финансовых активов, которые требуют поставки активов в течение периода, обычно устанавливаемого нормативными актами или правилами, принятыми на рынке.

## ИНВЕСТИЦИИ, УДЕРЖИВАЕМЫЕ ДО ПОГАШЕНИЯ

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированными сроками погашения классифицируются в качестве удерживаемых до погашения в случае, если Компания намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначального признания инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

## ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Торговая и прочая дебиторская задолженность является непроизводными финансовыми активами с фиксированными или определяемыми платежами, которые не котируются на активном рынке. После первоначальной оценки торговая и прочая дебиторская задолженность учитывается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки вознаграждения, за вычетом любого резерва на обесценение.

## ФИНАНСОВЫЕ ИНВЕСТИЦИИ, ИМЕЮЩИЕСЯ В НАЛИЧИИ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи – это непроизводные финансовые активы, которые специально отнесены в данную категорию или которые не были отнесены ни в одну из других категорий. После первоначального признания финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нерезализованные прибыль или убыток признаются непосредственно в прочем совокупном доходе или убытке до прекращения признания инвестиций или определения обесценения. В этот момент накопленный резерв признается в прибыли или убытке.

## СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ

Справедливая стоимость инвестиций, активно обращающихся на организованных финансовых рынках, определяется, исходя из рыночных котировок на покупку на конец рабочего дня на отчетную дату. Для инвестиций, не котирующихся на рынке, справедливая стоимость определяется путем применения различных методик оценки. Такие методики включают использование цен самых последних сделок, произведенных на коммерческой основе; использование текущей рыночной стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков и прочие модели оценки.

## ОБЕСЦЕНЕНИЕ ФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ

На каждую отчетную дату Компания определяет, произошло ли обесценение финансового актива или группы финансовых активов.

## АКТИВЫ, УЧИТЫВАЕМЫЕ ПО АМОРТИЗИРОВАННОЙ СТОИМОСТИ

Если существует объективное свидетельство о появлении убытков от обесценения по активам, которые учитываются по амортизированной стоимости, сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и текущей стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (за исключением будущих кредитных потерь, которые еще не возникли), дисконтированных по первоначальной эффективной ставке вознаграждения по финансовому активу (то есть по эффективной ставке вознаграждения, рассчитанной при первоначальном признании). Текущая стоимость актива должна быть снижена с использованием резерва. Сумма убытка признается в прибыли или убытке.

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

Если в последующем периоде сумма убытка от обесценения уменьшается, и такое уменьшение может быть объективно связано с событием, произошедшим после того, как было признано обесценение, ранее признанный убыток от обесценения сторнируется в пределах того, что текущая стоимость актива не превышает его амортизированной стоимости на дату восстановления. Любое последующее сторнирование убытка от обесценения признается в прибыли или убытке.

По торговой дебиторской задолженности создается резерв под обесценение в том случае, если существует объективное свидетельство того, что Компания не получит все суммы, причитающиеся ей в соответствии с первоначальными условиями счета-фактуры (например, вероятность неплатежеспособности или других существенных финансовых затруднений дебитора). Текущая дебиторская задолженности уменьшается посредством использования счета резерва. Обесцененные задолженности прекращают признаваться, если они считаются безнадежными.

## ФИНАНСОВЫЕ ИНВЕСТИЦИИ, ИМЕЮЩИЕСЯ В НАЛИЧИИ ДЛЯ ПРОДАЖИ

Если имеет место обесценение актива, имеющегося в наличии для продажи, разница между затратами на его приобретение (за вычетом выплат основной суммы и амортизации) и его текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения, ранее признанного в прибыли или убытке, переносится из капитала в прибыли и убытки. Сторнирование ранее признанного убытка под обесценение по долевым инструментам, классифицированным как предназначенные для продажи, не признается в прибылях и убытках. Сторнирование убытков от обесценения по долевым инструментам осуществляется через прибыли или убытки, если увеличение справедливой стоимости инструмента может быть объективно связано с событием, произошедшим после признания убытков от обесценения в прибылях или убытках.

## ПРЕКРАЩЕНИЕ ПРИЗНАНИЯ ФИНАНСОВЫХ АКТИВОВ

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Компания сохраняет за собой право получать денежные потоки от актива, но приняла на себя обязательство передать их полностью без существенной задержки третьей стороне в соответствии с соглашением о перераспределении; или
- Компания передала свои права на получение денежных потоков от актива и либо (а) передала все существенные риски и вознаграждения от актива, либо (б) не передала, но и не сохраняет за собой, все существенные риски и вознаграждения от актива, но передала контроль над данным активом.

## 2.10 Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости по методу ФИФО и чистой стоимости реализации. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой каждого предмета на мес-

то и приведение его в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти является себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая стоимость реализации нефти основывается на предлагаемой цене, реализации за вычетом расходов, связанных с такой реализацией. Материалы и запасы учитываются по стоимости, не превышающей ожидаемой суммы, возмещаемой в ходе обычной деятельности.

## 2.11 Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить зачет НДС по реализации и закупкам на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по закупкам на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт облагаются по нулевой ставке.

## 2.12 Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают в себя наличность в кассе, средства, находящиеся на банковских вкладах, прочие краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

## 2.13 Уставный капитал УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Простые акции и непогашаемые привилегированные акции, дивиденды по которым выплачиваются по усмотрению эмитента, классифицируются как капитал. Затраты на оплату услуг третьим сторонам, непосредственно связанные с выпуском новых акций, отражаются как уменьшение капитала, полученного в результате данной эмиссии.

## СОБСТВЕННЫЕ ВЫКУПЛЕННЫЕ АКЦИИ

В случае приобретения Компанией или ее дочерними организациями акций Компании, стоимость их приобретения, включая соответствующие затраты на совершение сделки, за вычетом подоходного налога, вычитается из капитала как выкупленные собственные акции вплоть до момента их аннулирования или повторного выпуска. При покупке, продаже, выпуске или аннулировании собственных долевых инструментов Компании какие-либо прибыли или убытки в консолидированном отчете о совокупном доходе не признаются. При последующей продаже или повторном выпуске таких акций полученная сумма включается в состав капитала. Выкупленные собственные акции учитываются по средневзвешенной стоимости.

## ДИВИДЕНДЫ

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты, когда консолидированная финансовая отчетность утверждена к выпуску.

## ОПЕРАЦИИ ПО ВЫПЛАТАМ, ОСНОВАННЫМ НА АКЦИЯХ

Работники Компании (включая высшее руководство) получают вознаграждение в форме выплат, основанных на акциях. Работники предоставляют услуги, за которые они получают вознаграждение долевыми инструментами (сделки, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами).

В случаях, когда происходит выпуск долевых инструментов, и некоторые услуги, полученные компанией в качестве вознаграждения за долевые инструменты, не могут быть идентифицированы, данные неидентифицируемые полученные (или подлежащие получению) товары или услуги оцениваются как разница между справедливой стоимостью сделки с выплатами, основанными на акциях, и справедливой стоимостью идентифицируемых товаров или услуг, полученных на дату предоставления вознаграждения. Далее эта сумма соответствующим образом капитализируется или относится на расходы.

Стоимость сделок с работниками, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами, в отношении вознаграждений, предоставленных 1 июля 2007 года или после этой даты, оценивается, исходя из справедливой стоимости таких инструментов на дату их предоставления. Справедливая стоимость определяется с использованием модели опционного ценообразования Блэка – Шоулза – Мертона.

Расходы по сделкам на основе долевых инструментов признаются одновременно с соответствующим увеличением в капитале в течение периода, в котором выполняются условия выслуги определенного срока. Совокупные расходы по данным сделкам признаются на каждую отчетную дату до погашения обязательства пропорционально истекшему периоду на основании наилучшей оценки Компании в отношении количества долевых инструментов, которые будут переданы в качестве вознаграждения.

Расход или доход в консолидированном отчете о совокупном доходе за период представляет собой изменение суммарного расхода, признанного на начало и конец периода. По вознаграждению долевыми инструментами, право на которое окончательно не переходит сотрудникам, не признается расход.

Если вознаграждение, выплачиваемое долевыми инструментами, аннулируется, оно учитывается, как если бы право на него перешло на дату аннулирования. При этом все расходы, еще не признанные в отношении вознаграждения, признаются немедленно. Это также относится к вознаграждениям, в отношении которых не выполняются условия, не обеспечивающие наделение правами, если компания либо работник могут повлиять на данные условия. Все случаи аннулирования вознаграждений по сделке, расчеты по которой осуществляются долевыми инструментами, учитываются одинаково. В случае аннулирования вознаграждений посредством изъятия прав, любые ранее признанные расходы сторнируются через капитал.

Разводняющий эффект неисполненных опционов отражается как дополнительное разводнение акций при расчете показателя прибыли на акцию.

## 2.14 Торговая кредиторская задолженность

Торговая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

## 2.15 Резервы

Резервы признаются, если Компания имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребует для погашения этого обязательства, является вероятным, и может быть получена надежная оценка суммы такого обязательства. Если Компания предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе за вычетом возмещения. Если влияние временной стоимости денег существенно, резервы дисконтируются по текущей ставке до налогообложения, которая отражает,

когда это применимо, риски, характерные для конкретного обязательства. Если применяется дисконтирование, то увеличение резерва, с течением времени, признается как расходы на финансирование.

## 2.16 Займы

Займы первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом расходов по сделке. В последующих периодах займы отражаются по амортизированной стоимости; разница между справедливой стоимостью полученных средств (за вычетом расходов по сделке) и суммой к погашению отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе в течение срока, на который выдан заём с использованием метода эффективной процентной ставки. Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Компания не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчетной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются.

## 2.17 Отсроченный подоходный налог

Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием балансового метода обязательств. Отсроченные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой отчетности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания гудвилла, актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний и которая, в момент её совершения, не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу признаётся только в той степени, в которой существует значительная вероятность получения налогооблагаемой прибыли, которая может быть уменьшена на сумму вычитаемых временных разниц. Отсроченные налоговые активы и обязательства рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, введенных в действие или фактически узаконенных на отчетную дату.

Отсроченный подоходный налог признаётся по всем временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние, ассоциированные компании и совместные предприятия, за исключением тех случаев, когда можно проконтролировать сроки уменьшения временных разниц, и когда весьма вероятно, что временные разницы не будут уменьшаться в обозримом будущем.

## 2.18 Вознаграждение работникам

Компания удерживает 10 % от начисленной заработной платы работников как пенсионные отчисления в соответствующие пенсионные фонды. Размер пенсионных отчислений ограничен суммой в 130.793 тенге в месяц в 2012 году (в 2011 году: 119.993 тенге в месяц). В соответствии с действующим казахстанским законодательством, работники сами несут ответственность за своё пенсионное обеспечение.

## 2.19 Признание выручки

Компания реализует сырую нефть по краткосрочным договорам, по ценам, определяемым по котировкам Platt's, скорректированным на стоимость фрахта, страхования и скидок на качество. Переход права собственности осуществляется, и доходы обычно признаются в тот момент, когда сырая нефть физически загружена на борт судна или выгружена с судна, поступила в трубопровод или иной механизм доставки в зависимости от согласованных по контракту условий.

В контрактах Компании на продажу сырой нефти указываются максимальное количество сырой нефти, которое должно быть поставлено в течение определенного перио-

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

да времени. Сырая нефть, отгруженная, но еще не доставленная покупателю, учитывается в отчёте о финансовом положении как товарно-материальные запасы.

## 2.20 Подходный налог

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подходный налог и образует часть расходов по подходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством, вступившим в силу с 1 января 2009 года, Компания начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогооблагаемого дохода (налогооблагаемый доход после вычета Корпоративного Подходного Налога и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25 % вычетов, относящихся к каждому контракту.

## 3. СУЩЕСТВЕННЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

В течение года, закончившегося 31 декабря 2012 года, Компания исключила из консолидированного отчёта о движении денежных средств неденежную операцию, относящуюся к зачёту подходного налога у источника выплаты, в счёт вознаграждений к получению по финансовым активам в сумме 856 миллионов тенге (в 2011 году: 1.479 миллионов тенге) и в счет дивидендов полученных от ассоциированной компании в сумме 2.763 миллиона тенге (в 2011 году: 298 миллионов тенге).

29 мая 2012 года Компания объявила о распределении дивидендов в размере 1.300 тенге на акцию, находящуюся в обращении по состоянию на 11 июня 2012 года (Примечание 12). В соответствии с условиями договора покупки долговых инструментов НК КМГ, 16 июля 2012 года Компания произвела зачёт объявленных дивидендов к уплате Материнской компании против части Долгового инструмента (Примечание 8) на сумму 56.013 миллионов тенге, включая основной долг на сумму 55.785 миллионов тенге и вознаграждение в размере 228 миллионов тенге (в 2011 году: 34.470 миллионов тенге, включая основной долг на сумму 33.335 миллионов тенге и вознаграждение в размере 1.135 миллионов тенге).

## 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует от руководства использования оценок и допущений, которые влияют на отраженные в отчетности активы, обязательства и условные активы и обязательства на дату подготовки консолидированной финансовой отчетности, а также отраженные в отчетности активы, обязательства, доходы, расходы и условные активы и обязательства за отчетный период. Наиболее значительные оценки приведены ниже:

### ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Компании по износу, истощению и амортизации. Компания оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, Компания использует долгосрочные плановые

цены. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам, которые также используются руководством для планирования выпуска и реализации продукции и принятия инвестиционных решений, больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа.

Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных. Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределённости в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, источника и амортизации. Компания включила в доказанные запасы только такие объёмы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Компании и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу, истощению и амортизации и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению балансовой стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

### ВОЗМЕЩАЕМОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ

В каждом отчётном периоде Компания оценивает каждый актив или группу активов, генерирующих денежные средства («генерирующая единица»), для определения наличия индикаторов обесценения. Если такой индикатор существует, проводится надлежащая оценка возмещаемой стоимости, которая рассматривается как более высокое значение из справедливой стоимости за минусом расходов на реализацию и стоимости от использования. Эти расчёты требуют использования оценок и допущений,

таких как долгосрочные цены на нефть (учитывая текущие и исторические цены, тенденции в изменениях цен и сопутствующие факторы), ставки дисконта, операционные затраты, будущая потребность в капитале, затраты на вывод из эксплуатации и эксплуатационные характеристики, резервы и операционная деятельность (что включает объёмы добычи и продажи). Эти оценки и допущения подвержены рискам и неопределённости. Таким образом, существует вероятность того, что изменения в обстоятельствах окажут влияние на эти прогнозы, что может оказать влияние на возмещаемую стоимость активов и /или генерирующей единицы. Справедливая стоимость определяется как сумма, которая может быть получена от продажи актива и/или генерирующей единицы на рыночных условиях в сделке между осведомлёнными и готовыми совершить такую сделку сторонами. Справедливая стоимость нефтегазовых активов определяется, обычно, как текущая стоимость расчётных будущих денежных потоков, возникающих от продолжающегося использования активов, которая включает такие оценки, как стоимость планов расширения в будущем и потенциальное выбытие, использование допущений, которые может принять во внимание независимый участник рынка. Будущие денежные потоки дисконтируются до приведенной стоимости по ставке дисконтирования, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу.

Руководство Компании провело оценку возмещаемой стоимости АО «Озенмунайгаз», ввиду наличия индикаторов обесценения. Основными индикаторами обесценения являются существенное снижение объемов производства по сравнению с запланированными объемами на протяжении последних двух лет и увеличивающиеся операционные и капитальные затраты. Результаты оценки показали, что текущая стоимость активов АО «Озенмунайгаз» превышает оценочную возмещаемую стоимость на 75 миллиардов тенге, что привело к признанию убытка от обесценения в 2012 году (Примечания 6, 20). Оценка возмещаемой стоимости была основана на оценке справедливой стоимости руководством Компании, полученной методом дисконтированных денежных потоков. Результаты оценки наиболее восприимчивы к допущениям, относящимся к объемам производства и цене реализации сырой нефти.

Использованный профиль добычи основан на оценке сторонней аккредитованной нефтегазовой консалтинговой компании, и предусматривает рост добычи более чем на 20 % в течение ближайших четырех лет. Если бы профиль добычи был на 5 % выше или ниже той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к уменьшению обесценения более чем на 55 миллиардов тенге или увеличению обесценения более чем на 55 миллиардов тенге, соответственно. Если бы предполагалось, что добыча не изменялась и оставалась на уровне 2012 года, то обесценение составило бы более 200 миллиардов тенге.

Принятые допущения о цене сырой нефти Brent были основаны на рыночных ожиданиях в совокупности с прогнозами независимой отраслевой исследовательской организации, скорректированными на средний исторический дисконт цены на нефть. Если бы предполагаемая цена сырой нефти Brent была бы на 5 % выше или ниже той, что была использована в ходе оценки, это бы привело к уменьшению обесценения более чем на 40 миллиардов тенге или увеличению обесценения более чем на 40 миллиардов тенге, соответственно.

Предполагаемые денежные потоки были ограничены датой истечения срока лицензии в 2021 году. Затраты до 2017 года были спрогнозированы на основе утвержденного бюджета и бизнес плана Компании. Большая часть денежных потоков после этого периода была спрогнозирована путем применения предполагаемой ставки инфляции Казахстана, за исключением капитальных затрат, которые были основаны на наилучшей оценке руководства, имеющейся на дату проведения оценки. Для целей оценки предполагалось, что руководство не сумеет существенно уменьшить операционные и капитальные затраты в по-

следние годы перед истечением срока лицензии с целью сокращения расходов. Для пересчета реализации нефти, денонмированной в долларах США, был использован официальный обменный курс на дату оценки обесценения 150,45 тенге к доллару США. Все полученные денежные потоки были дисконтированы с использованием средневзвешенной стоимости капитала после налогообложения («WACC») 13,09 %.

Руководство считает, что расходы по обесценению активов АО «Озенмунайгаз» могут быть сторнированы в будущих периодах при условии, что фактическое производство в будущих периодах превысит ожидания, использованные в текущей оценке обесценения, или при появлении индикаторов значительного увеличения рыночной цены сырой нефти.

#### **ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ВЫБЫТИЮ АКТИВОВ**

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Компания несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Компании относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Компании, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Компании по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определенного обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Компания рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних долгосрочных безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации 1 Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах.

При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Компании могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Примерно 15,8 % и 13,84 % резерва на 31 декабря 2012 и 2011 годов соответственно относится к затратам по окончательному закрытию. Компания оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения балансовой стоимости обязательства на 31 декабря 2012 года, составляли 5,0 % и 7,9 % соответственно (в 2011 году: 5,0 % и 7,9 %). Изменения в обязательствах по выбытию активов раскрыты в Примечании 15.

## ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ РЕАБИЛИТАЦИЯ

Компания также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов на экологическую реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью, и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на дисконтированной основе, исходя из ожиданий руководства относительно сроков необходимых процедур. Резерв Компании на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Компания соблюдала требования существующей казахстанской нормативной базы. На дату выпуска данной консолидированной финансовой отчетности объем и сроки плана по рекультивации не были официально согласованы с Правительством, за исключением части затрат, включенных в годовой бюджет. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и ана-

лиза территориальных условий и изменений в технологиях очистки.

Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 26. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 15.

## НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Отсроченный налог рассчитывается как в отношении корпоративного подоходного налога («КПН»), так и НСП. Отсроченные КПН и НСП рассчитываются на временные разницы в активах и обязательствах, привязанных к контрактам на недропользование, по ожидаемым ставкам. Базы отсроченных КПН и НСП рассчитываются по условиям налогового законодательства, принятого в налоговом кодексе, раскрытом в Примечании 22. Последующие неопределенности, связанные с налогообложением, раскрыты в Примечании 26.

## 5. ИЗМЕНЕНИЕ В ДОЛЕ ВЛАДЕНИЯ

16 ноября 2012 года Компания завершила реализацию 49 % из имеющейся 100 %-ной доли в KS EP Investments BV («KS EP Investments») компании Karpinvest Oil and Gas Ltd. («Karpinvest»), дочерней организации MOL Hungarian Oil and Gas Plc. KS EP Investments владеет 100 %-ной долей в ТОО «Карповский Северный» («ТОО КС»), которое является недропользователем по контракту на разведку нефти, газа и конденсата на контрактной территории Карповский Северный в западном Казахстане. В соответствии с условиями соглашения акционеров, был установлен совместный контроль над деятельностью KS EP Investments и ни один акционер не имеет полномочий единолично контролировать деятельность компании, что делает ее совместно контролируемым предприятием для обоих акционеров.

На дату потери контроля, чистые активы KS EP Investments представлены следующим образом:

## АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА НА 16 НОЯБРЯ 2012 ГОДА

|                            |               |
|----------------------------|---------------|
| Денежные средства          | 1.884         |
| Текущие активы             | 100           |
| Долгосрочные активы        | 8.360         |
|                            | <b>10.344</b> |
| Текущие обязательства      | 113           |
| Долгосрочные обязательства | 3.821         |
|                            | <b>3.934</b>  |
| <b>Чистые активы</b>       | <b>6.410</b>  |

Сумма, полученная Компанией от Karpinvest за 49 % долю в KS EP Investments составила 36.455.170 долл. США (5.485 миллионов тенге). Полученный доход от реализации инвестиции составил 4.784 миллиона тенге. В результате этой сделки Компания прекратила признание активов и обязательств бывшей дочерней организации, в связи с потерей контроля, и признала оставшуюся 51 % долю в KS EP Investments методом долевого участия по справедливой стоимости 5.709 миллионов тенге.

Оставшаяся доля Компании в активах и обязательствах KS EP Investments на основании распределения справедливой стоимости на 16 ноября 2012 года и соответствующая текущая стоимость непосредственно перед выбытием 49 % доли участия и на 31 декабря 2012 года, представлены следующим образом:

|                            | Текущая стоимость на<br>16 ноября 2012 года | Справедливая стоимость<br>на 16 ноября 2012 года | Активы и обязательства<br>на 31 декабря<br>2012 года |
|----------------------------|---|--|--|
| Денежные средства          | 961   | 961  | 82   |
| Текущие активы             | 51  | 51   | 373  |
| Долгосрочные активы        | 1 793                                       | 7 313  | 7 583  |
|                            | <b>2 805</b>                                | <b>8 325</b>                                     | <b>8 038</b>   |
| Текущие обязательства      | 58  | 58   | 553  |
| Долгосрочные обязательства | 1 454                                       | 2 558  | 2 586  |
|                            | <b>1 512</b>                                | <b>2 616</b>                                     | <b>3 139</b>   |
| <b>Чистые активы</b>       | <b>1 293</b>                                | <b>5 709</b>                                     | <b>4 899</b>   |

Операционная деятельность ТОО КС зависит от постоянного финансирования в форме займа от участников для исполнения текущих обязательств и продолжения деятельности. В результате, Компания профинансировала KS EP Investments в форме дополнительного займа на сумму 11.828 тысяч долл. США (1.763 миллиона тенге)

в 2012 году. Справедливая стоимость займов от участников, ставка вознаграждения по которым составляет 6,5 %, определяется путем дисконтирования будущих денежных потоков по займам с использованием ставки дисконтирования в размере 15 %.

## 6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

|  | Нефтегазовые активы | Прочие активы | Незавершённое капитальное строительство | Итого          |
|--|---------------------|---------------|---|----------------|
| <b>2011</b>  |                     |               |   |                |
| Остаточная стоимость по состоянию на 1 января 2011 года          | <b>255 031</b>      | <b>31 437</b> | <b>11 041</b>                           | <b>297 509</b> |
| Поступления  | 1 672               | 1 492         | 84 158                                  | 87 322         |
| Изменения в оценке обязательства по выбытию актива               | 374                 | –             | –                                       | 374            |
| Выбытия  | (3 771)             | (735)         | (2 638)                                 | (7 144)        |
| Перемещение из активов по оценке и разведке                      | 1 407               | –             | –                                       | 1 407          |
| Перемещения из незавершённого капитального строительства         | 69 782              | 10 908        | (80 690)                                | –              |
| Внутренние перемещения   | 39                  | (195)         | 156                                     | –              |
| Отчисления по износу и истощению                                 | (34 642)            | (4 313)       | –                                       | (38 955)       |
| Сторнирование обесценения / (Обесценение) (Примечание 20)        | 47                  | (40)          | (1 660)                                 | (1 653)        |
| <b>Остаточная стоимость по состоянию на 31 декабря 2011 года</b> | <b>289 939</b>      | <b>38 554</b> | <b>10 367</b>                           | <b>338 860</b> |
| Первоначальная стоимость   | 490 309             | 60 630        | 10 367                                  | 561 306        |
| Накопленный износ и истощение                                    | (200 370)           | (22 076)      | –                                       | (222 446)      |
| <b>Остаточная стоимость</b>                                      | <b>289 939</b>      | <b>38 554</b> | <b>10 367</b>                           | <b>338 860</b> |
| <b>2012</b>  |                     |               |   |                |
| <b>Остаточная стоимость по состоянию на 1 января 2012 года</b>   | <b>289 939</b>      | <b>38 554</b> | <b>10 367</b>                           | <b>338 860</b> |
| Поступления  | 1 383               | 2 694         | 113 310                                 | 117 387        |
| Изменения в оценке обязательства по выбытию актива               | (1 865)             | –             | –                                       | (1 865)        |
| Выбытия  | (3 541)             | (1 001)       | (2 137)                                 | (6 679)        |
| Перемещения из незавершённого капитального строительства         | 79 008              | 13 496        | (92 504)                                | –              |
| Внутренние перемещения   | (562)               | 22            | 540                                     | –              |
| Отчисления по износу и истощению                                 | (40 580)            | (4 591)       | –                                       | (45 171)       |
| Обесценение (Примечание 20)                                      | (64 696)            | (7 872)       | (4 444)                                 | (77 012)       |
| <b>Остаточная стоимость по состоянию на 31 декабря 2012 года</b> | <b>259 086</b>      | <b>41 302</b> | <b>25 132</b>                           | <b>325 520</b> |
| <b>На 31 декабря 2012 года</b>                                   |                     |               |   |                |
| Первоначальная стоимость   | 493 981             | 66 860        | 25 132                                  | 585 973        |
| Накопленный износ и истощение                                    | (234 895)           | (25 558)      | –                                       | (260 453)      |
| <b>Остаточная стоимость</b>                                      | <b>259 086</b>      | <b>41 302</b> | <b>25 132</b>                           | <b>325 520</b> |

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

## 7. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

|  | Активы по разведке<br>и оценке | Прочие нематери-<br>альные активы | Итого         |
|--|--------------------------------|-----------------------------------|---------------|
| <b>2011</b>  |                                |                                   |               |
| <b>Остаточная стоимость по состоянию на 1 января 2011 года</b>   | <b>12 755</b>                  | <b>2 430</b>                      | <b>15 185</b> |
| Приобретение лицензий на разведку                                | 15 794                         | –                                 | 15 794        |
| Поступления  | 6 246                          | 1 074                             | 7 320         |
| Списание непродуктивных скважин                                  | (2 586)                        | –                                 | (2 586)       |
| Перемещения  | (1 407)                        | –                                 | (1 407)       |
| Выбытия  | (339)                          | (4)                               | (343)         |
| Амортизационные отчисления                                       | (5 667)                        | (872)                             | (6 539)       |
| Обесценение  | (761)                          | (25)                              | (786)         |
| <b>Остаточная стоимость по состоянию на 31 декабря 2011 года</b> | <b>24 035</b>                  | <b>2 603</b>                      | <b>26 638</b> |
| <b>На 31 декабря 2011 года</b>                                   |                                |                                   |               |
| Первоначальная стоимость   | 39 500                         | 6 072                             | 45 572        |
| Накопленная амортизация  | (15 465)                       | (3 469)                           | (18 934)      |
| <b>Остаточная стоимость</b>                                      | <b>24 035</b>                  | <b>2 603</b>                      | <b>26 638</b> |
| <b>2012</b>  |                                |                                   |               |
| <b>Остаточная стоимость по состоянию на 1 января 2012 года</b>   | <b>24 035</b>                  | <b>2 603</b>                      | <b>26 638</b> |
| Поступления  | 12 143                         | 2 137                             | 14 280        |
| Списание непродуктивных скважин                                  | (4 321)                        | –                                 | (4 321)       |
| Потеря контроля над дочерней организацией<br>(Примечание 5)      | (8 190)                        | –                                 | (8 190)       |
| Выбытия  | (210)                          | (37)                              | (247)         |
| Амортизационные отчисления                                       | (7 668)                        | (908)                             | (8 576)       |
| <b>Остаточная стоимость по состоянию на 31 декабря 2012 года</b> | <b>15 789</b>                  | <b>3 795</b>                      | <b>19 584</b> |
| <b>На 31 декабря 2012 года</b>                                   |                                |                                   |               |
| Первоначальная стоимость   | 40 292                         | 8 170                             | 48 462        |
| Накопленная амортизация  | (24 503)                       | (4 375)                           | (28 878)      |
| <b>Остаточная стоимость</b>                                      | <b>15 789</b>                  | <b>3 795</b>                      | <b>19 584</b> |

В 2012 году Компания признала расходы по непродуктивным скважинам, относящимся к разведочным скважинам, пробуренным на блоках Жаркамыс, НБК и Бодрай.

## 8. ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

### ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

|  | 2012           | 2011           |
|--|----------------|----------------|
| Долгосрочные вклады, удерживаемые до погашения, выраженные в тенге | 1 083          | 989            |
| Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ (Примечания 3, 23)        | –              | 187 810        |
| Прочее   | 2              | 4              |
| <b>Итого долгосрочных финансовых активов</b>                       | <b>1 085</b>   | <b>188 803</b> |
| Срочные вклады, выраженные в долл. США                             | 333 218        | 169 806        |
| Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ (Примечания 3, 23)        | 134 360        | 219            |
| Финансовые активы, удерживаемые до погашения                       | 42 596         | 109 542        |
| Срочные вклады, выраженные в тенге                                 | 40 382         | 36 116         |
| Срочные вклады, выраженные в британских фунтах стерлингов          | –              | 6 207          |
| <b>Итого краткосрочных финансовых активов</b>                      | <b>550 556</b> | <b>321 890</b> |
|  | <b>551 641</b> | <b>510 693</b> |

В 2012 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в долларах США составила 2,4 % (в 2011 году: 3,6 %). В 2012 году средневзвешенная ставка вознаграждения по срочным вкладам в тенге составила 1,4 % (в 2011 году: 1,4 %).

#### ИНВЕСТИЦИИ В ДОЛГОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ НК КМГ

16 июля 2010 года Компания приобрела несубординированные, купонные, индексированные, необеспеченные облигации, выпущенные НК КМГ («долговой инструмент») на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), на сумму 221.543 миллиона тенге (1.499.649 тысяч долл. США). Ставка по купонному вознаграждению долгового инструмента, проиндексированного к курсу доллар США / тенге на дату выпуска, выплачивается раз в полгода и равна 7 %. Долговой инструмент подлежит погашению в июне 2013 года. На 31 декабря 2012 года непогашенная сумма по долговому инструменту и соответствующее начисленное вознаграждение составляют 134.204 миллиона тенге и 156 миллионов тенге соответственно (в 2011 году: 187.810 миллионов тенге и 219 миллионов тенге соответственно).

Долговой инструмент содержит следующие ключевые положения:

- I. До тех пор, пока не будут установлены фиксированные условия оплаты, НК КМГ в обязательном порядке использует дивиденды будущих периодов, полученные от Компании, для зачета в счет непогашенного долгового инструмента (Примечание 3).

- II. Если в течение срока обращения долгового инструмента общая сумма приобретенных Компанией активов у НК КМГ превысит порог в 800 миллионов долл. США, Компания получит возможность финансировать приобретения путем перевода или продажи НК КМГ части долгового инструмента, на сумму превышающую порог, по номинальной стоимости с учетом накопленного купонного вознаграждения, проиндексированного к курсу доллар США / тенге на дату выпуска долгового инструмента.
- III. Если по истечению срока обращения долгового инструмента НК КМГ не погасит остаток долга деньгами, Компания может выплатить акционерам Специальный Дивиденд в размере, достаточном для зачета против оставшейся суммы долгового инструмента.
- IV. В случае необходимости Компания примет меры по обеспечению достаточного уровня денежных средств, размещенных в банках, соответствующих политике управления денежными средствами Компании, в достаточном объеме для выплаты части Специального Дивиденда миноритарным акционерам. Были разработаны и введены в действие специальные процедуры, которые позволяют независимым директорам контролировать затраты, превышающие бюджетные суммы, в случае если уровень денежных средств, хранящихся в надежных банках, окажется недостаточным.

#### ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

|  | <b>2012</b>    | <b>2011</b>   |
|--|----------------|---------------|
| Торговая дебиторская задолженность               | 100 698        | 83 587        |
| Прочее   | 980            | 923           |
| Резерв по сомнительной дебиторской задолженности | (510)          | (384)         |
|  | <b>101 168</b> | <b>84 126</b> |

Во втором квартале 2012 года Компания заключила договор на реализацию сырой нефти с Vector Energy AG («Vector»), дочерней организацией Материнской компании. Ранее сырая нефть на экспорт реализовывалась «КазМунайГаз – Переработка и Маркетинг» («КМГ ПМ»), другой дочерней организации Материнской компании. На 31 декабря 2012 года торговая дебиторская задолженность Компании включала в себя задолженность Vector за реализованную сырую нефть на сумму 96.401 миллиона тенге (31 декабря 2011 года: ноль) и задолженность КМГ ПМ за реализованную сырую нефть на сумму 2.957 миллионов тенге (31 декабря 2011 года: 81.686 миллионов тенге). Сумма задолженности Vector включает задолженность на сумму 32.657 миллионов тенге, которые не были оплачены вовремя (31 декабря 2011: задолженность на сумму 25.701 миллионов тенге от КМГ ПМ не были оплачены вовремя).

Vector производит оплату за реализованную сырую нефть на 60-й день после отгрузки. В случае несвоевременной оплаты, Vector оплачивает пеню в размере от одномесячного Либор плюс 2 % до шестимесячного Либор плюс 3 %, в зависимости от срока и суммы просрочки.

На 31 декабря 2012 года торговая и прочая дебиторская задолженность, выраженная в долларах США, представляла 95 % от общей суммы дебиторской задолженности (в 2011 году: 93 %). Оставшаяся дебиторская задолженность выражена в тенге. Торговая дебиторская задолженность в основном имеет срок погашения до 30-ти дней.

Анализ торговой и прочей дебиторской задолженности по срокам погашения на 31 декабря представлен следующим образом:

|                               | <b>2012</b>    | <b>2011</b>   |
|-------------------------------|----------------|---------------|
| Текущая часть                 | 68 409         | 51 074        |
| Просрочка от 0 до 30 дней     | 9 637          | 18 494        |
| Просрочка от 30 до 60 дней    | 21 555         | 14 539        |
| Просрочка от 90 до 120 дней   | 1 507          | -             |
| Просрочка от 120 и более дней | 60             | 19            |
|                               | <b>101 168</b> | <b>84 126</b> |

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

## ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

|   | 2012           | 2011           |
|---|----------------|----------------|
| Срочные вклады в банках, выраженные в тенге                                       | 38 813         | 28 112         |
| Срочные вклады в банках, выраженные в долл. США                                   | 30 681         | 157 092        |
| Срочные вклады в банках, выраженные в евро  | 75             | 389            |
| Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в долл. США                    | 51 951         | 2 916          |
| Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в тенге                        | 29 519         | 17 564         |
| Средства в банках и наличность в кассе, выраженные в британских фунтах стерлингов | 3 666          | 439            |
|   | <b>154 705</b> | <b>206 512</b> |

По денежным средствам в банках установлена ставка вознаграждения, зависящая от ежедневных банковских ставок по депозитам. Банковские депозиты размещаются на различные сроки (от одного дня до трех месяцев), в зависимости от потребностей Компании в ликвидных активах. На такие депозиты начисляется вознаграждение по соответствующей ставке.

В 2012 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в тенге составляла 1,3 % (в 2011 году: 0,5 %). В 2012 году средневзвешенная ставка вознаграждения по вкладам в долларах США составляла 0,4 % (в 2011 году: 0,3 %).

## 9. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

|  | Доля участия | 2012           | 2011           |
|--|--------------|----------------|----------------|
| Доля в ТОО «СП Казгермунай» («Казгермунай»)                        | 50 %         | 65 287         | 98 823         |
| Доля в СП Ural Group Limited BVI («UGL»)                           | 50 %         | 19 066         | 17 703         |
| Доля в СП KS EP Investments (Примечание 5)                         | 51 %         | 4 899          | –              |
| Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия |              | 18 221         | 19 499         |
|  |              | <b>107 473</b> | <b>136 025</b> |

### КАЗГЕРМУНАЙ

На 31 декабря доля Компании в активах и обязательствах Казгермунай представлена следующим образом:

|                            | 2012           | 2011           |
|----------------------------|----------------|----------------|
| Денежные средства          | 11 079         | 23,710         |
| Текущие активы             | 20 011         | 15 055         |
| Долгосрочные активы        | 102 029        | 114 126        |
|                            | <b>133 119</b> | <b>152 891</b> |
| Текущие обязательства      | 37 936         | 26 539         |
| Долгосрочные обязательства | 29 896         | 27 529         |
|                            | <b>67 832</b>  | <b>54 068</b>  |
| <b>Чистые активы</b>       | <b>65 287</b>  | <b>98 823</b>  |

Доля финансовых результатов Казгермунай, включенная в консолидированную финансовую отчетность Компании, представлена следующим образом:

|  | 2012          | 2011          |
|--|---------------|---------------|
| Доход  | 172 238       | 172 591       |
| Расходы от операционной деятельности   | (100 856)     | (109 927)     |
| Прибыль от операционной деятельности   | 71 382        | 62 664        |
| Финансовые затраты, нетто  | (165)         | (511)         |
| Прибыль до налогообложения   | 71 217        | 62 153        |
| Расходы по подоходному налогу  | (37 883)      | (23 781)      |
| <b>Прибыль за год</b>  | <b>33 334</b> | <b>38 372</b> |
| <b>Положительная курсовая разница, признанная в прочем совокупном доходе</b> | <b>300</b>    | <b>340</b>    |

Прибыль за 2012 год представлена за вычетом влияния амортизации справедливой стоимости лицензий и соответствующей экономии по отсроченному налогу в размере 8.131 миллион тенге (в 2011 году: 7.730 миллионов тенге).

В течение 2012 года Компания получила дивиденды от Казгермунай в сумме 67.170 миллионов тенге (в 2011 году: 36.627 миллионов тенге).

#### ИНВЕСТИЦИИ В UGL

15 апреля 2011 года Компания приобрела у Exploration Venture Limited (EVL) 50 %-ную долю простых акций UGL. UGL является собственником 100 %-ной доли участия в ТОО «Ural Oil and Gas» (UOG), обладающего правом на проведение разведки углеводородов на Федоровском блоке в Западно-Казахстанской области.

Доля Компании в активах и обязательствах UGL на 31 декабря представлена далее:

|                            | 2012          | 2011          |
|----------------------------|---------------|---------------|
| Денежные средства          | 739           | 31            |
| Текущие активы             | 26            | 9             |
| Долгосрочные активы        | 36 631        | 31 240        |
|                            | <b>37 396</b> | <b>31 280</b> |
| Текущие обязательства      | 1 820         | 220           |
| Долгосрочные обязательства | 16 510        | 13 357        |
|                            | 18 330        | 13 577        |
| <b>Чистые активы</b>       | <b>19 066</b> | <b>17 703</b> |

Операционная деятельность UGL зависит от постоянного финансирования в форме займа от участников для исполнения текущих обязательств и продолжения своей деятельности. В результате, Компания профинансировала UGL в форме дополнительных займов на сумму 22.250 тысяч долл. США (3.318 миллионов тенге) в 2012 году. Справедливая стоимость первоначальных и дополнительных займов от акционеров, выданных на беспроцентной основе, определяется путем дисконтирования будущих денежных потоков по займам с использованием 15 %-ой ставки дисконтирования.

#### ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ОТ СОВМЕСТНО КОНТРОЛИРУЕМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «CITIC CANADA ENERGY LIMITED» («CCEL»)

В 2007 году Компания приобрела 50 %-ную долю в совместно контролируемом предприятии CCEL, средства которого инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане от State Alliance Holdings Limited (холдинговая компания, принадлежащая CITIC Group, компании, зарегистрированные на фондовой бирже Гонконга).

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время Компания приняла на себя обязательство выплачивать CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 572,3 миллиона долл. США (86.273 миллиона тенге) на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 627,3 миллиона долл. США или 93.084 миллиона тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли Компании в первоначальной

цене приобретения, профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. Компания не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму от CCEL. Соответственно, Компания признает в своем отчете о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности составила 119,7 миллионов долл. США (18.039 миллионов тенге) на 31 декабря 2012 года (в 2011 году: 129,2 миллион долл. США или 19.170 миллионов тенге).

Кроме того, Компания имеет право, в определенных случаях указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть CITIC инвестиции и получить обратно 150 миллионов долл. США плюс вознаграждение по годовой ставке 8 % за вычетом совокупной суммы полученных гарантированных платежей.

17 ноября 2008 года гарантированный платеж был увеличен с 26,2 миллионов долл. США до 26,9 миллионов долл. США, уплачиваемого двумя равными платежами не позднее 12 июня и 12 декабря каждого года. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности от CCEL составляет 15 % в год.

Доля Компании в активах и обязательствах совместно контролируемого предприятия представлена следующим образом:

|                            | 2012           | 2011           |
|----------------------------|----------------|----------------|
| Текущие активы             | 26 616         | 25 967         |
| Долгосрочные активы        | 104 773        | 112 997        |
|                            | <b>131 389</b> | <b>138 964</b> |
| Текущие обязательства      | 40 191         | 42 149         |
| Долгосрочные обязательства | 91 198         | 96 815         |
|                            | <b>131 389</b> | <b>138 964</b> |
| <b>Чистые активы</b>       | -              | -              |

Чистые активы равны нулю, так как CCEL обязан распределять весь доход своим участникам и, соответственно,

классифицирует весь распределяемый доход в качестве обязательства.

#### 10. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННУЮ КОМПАНИЮ

|                                      | Доля участия | 2012    | 2011    |
|--------------------------------------|--------------|---------|---------|
| Доля в «Петроказахстан Инк.» («ПКИ») | 33 %         | 118 959 | 133 228 |

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

Доля Компании в активах и обязательствах ПКИ на 31 декабря представлена следующим образом:

|                            | 2012           | 2011           |
|----------------------------|----------------|----------------|
| Денежные средства          | 10 886         | 14 475         |
| Текущие активы             | 27 463         | 21 715         |
| Долгосрочные активы        | 138 928        | 155 335        |
|                            | <b>177 277</b> | <b>191 525</b> |
| Текущие обязательства      | 23 582         | 39 232         |
| Долгосрочные обязательства | 34 736         | 19 065         |
|                            | <b>58 318</b>  | <b>58 297</b>  |
| <b>Чистые активы</b>       | <b>118 959</b> | <b>133 228</b> |

Доля финансовых результатов ассоциированной компании, включённая в консолидированную финансовую отчётность Компании, представлена следующим образом:

|  | 2012          | 2011          |
|--|---------------|---------------|
| Доход  | 127 485       | 171 662       |
| Расходы от операционной деятельности   | (74 511)      | (110 173)     |
| Прибыль от операционной деятельности   | 52 974        | 61 489        |
| Расходы на финансирование, нетто   | (859)         | (672)         |
| Прибыль до налогообложения   | 52 115        | 60 817        |
| Расходы по подоходному налогу  | (18 391)      | (15 142)      |
| <b>Чистая прибыль за период</b>  | <b>33 724</b> | <b>45 675</b> |
| <b>Положительная курсовая разница, признанная в прочем совокупном доходе</b> | <b>1 807</b>  | <b>1 556</b>  |

Прибыль за 2012 года приводится за вычетом влияния амортизации справедливой стоимости лицензий в сумме 10.143 миллиона тенге (в 2011 году: 11.620 миллионов тенге).

В течение 2012 года Компания получила дивиденды от ПКИ в сумме 49.800 миллионов тенге (в 2011 году: 53.168 миллионов тенге).

## 11. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

|             | 2012          | 2011          |
|-------------|---------------|---------------|
| Сырая нефть | 14 801        | 13 817        |
| Материалы   | 10 257        | 8 834         |
|             | <b>25 058</b> | <b>22 651</b> |

На 31 декабря 2012 года 361.521 тонна сырой нефти Компании находилось в резервуарах и транзите (в 2011 году: 414.180 тонн).

## 12. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

|  | Выпущенные акции  |                 |
|--|-------------------|-----------------|
|  | Количество акции  | Миллионов тенге |
| <b>На 1 января 2011 года</b>   | <b>71 219 565</b> | <b>214 082</b>  |
| Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции | 12 302            | 133             |
| Увеличение собственных выкупленных акций в результате выкупа                       | (938 479)         | (15 763)        |
| <b>На 31 декабря 2011 года</b>   | <b>70 293 388</b> | <b>198 452</b>  |
| Уменьшение собственных выкупленных акций в результате исполнения опционов на акции | 70 127            | 703             |
| Увеличение собственных выкупленных акций в результате выкупа                       | (2 205 813)       | (36 203)        |
| <b>На 31 декабря 2012 года</b>   | <b>68 157 702</b> | <b>162 952</b>  |

## 12.1 Уставный капитал

### ОБЪЯВЛЕННЫЕ К ВЫПУСКУ АКЦИИ

Общее количество объявленных к выпуску акций составляет 74.357.042 (в 2011 году: 74.357.042). По состоянию на 31 декабря 2012 года 43.087.006 объявленных к выпуску акций (в 2011 году: 43.087.006) принадлежат Материнской компании. Акции Компании не имеют номинальной стоимости.

### ДИВИДЕНДЫ

В соответствии с казахстанским законодательством, дивиденды не могут быть объявлены, в случае если Компания имеет отрицательный капитал в финансовой отчетности, подготовленной в соответствии со стандартами бухгалтерского учета Республики Казахстан, или если выплата дивидендов приведет к отрицательному капиталу в нормативной финансовой отчетности. Общая сумма дивидендов на акцию, признанных как выплаты акционерам за 2012 год, составила 1.300 тенге за акцию (в 2011 году: 800 тенге за акцию), как по обыкновенным, так и по привилегированным акциям на дату фиксации реестра 11 июня 2012 года.

## 12.2 Опционная программа для сотрудников

Расход, признанный по плану наделяния служащих Компании акциями по льготной цене, связанному с услугами, полученными от работников в течение года, составляет 354 миллиона тенге (в 2011 году: 408 миллионов тенге).

## ПЛАНЫ ПО ОПЦИОННОЙ ПРОГРАММЕ ДЛЯ СОТРУДНИКОВ

В соответствии с планом 1 опционной программы («ЕОР 1»), руководящим работникам были предоставлены опционы по глобальным депозитарным распискам (ГДР) с ценой исполнения равной рыночной стоимости ГДР на момент предоставления. Исполнение опционов не зависит от условий осуществления деятельности и дает право на 1/3 предоставленного опциона каждый год в течение 3 лет, и может быть исполнен в течение пяти лет с даты предоставления права.

В соответствии с планом 2 опционной программы («ЕОР 2»), опционы на акции предоставляются для того, чтобы стимулировать и поощрить ключевой персонал, высшее руководство и членов Совета директоров Компании, за исключением независимых директоров. Цена исполнения опционов равна рыночной цене ГДР на дату предоставления. Исполнение данных опционов не зависит от достижения условий осуществления деятельности. Опционы, предоставленные по состоянию на 1 июля 2007 года или после этой даты, наделяют правом на третью годовщину даты предоставления и подлежат исполнению в срок до пятой годовщины с даты предоставления права.

## ИЗМЕНЕНИЯ В ТЕЧЕНИЕ ГОДА

Следующая таблица показывает количество ГДР и средневзвешенные цены исполнения в долларах США на ГДР («WAEP») и изменения в опционах на акции в течение года:

|   | Количество | WAEP  | Количество | WAEP  |
|---|------------|-------|------------|-------|
| В обращении на 1 января                 | 2 118 984  | 18,26 | 2 246 195  | 18,15 |
| Выдано в течение года                   | –          | –     | 7 845      | 21,50 |
| Исполнено в течение года                | (420 763)  | 13,12 | (73 810)   | 14,19 |
| Истечение срока действия в течение года | (20 273)   | 26,08 | (61 246)   | 19,44 |
| В обращении на 31 декабря               | 1 677 948  | 19,47 | 2 118 984  | 18,26 |
| Может быть исполнено на 31 декабря      | 636 760    | 19,77 | 1 051 017  | 17,11 |

Оставшийся контрактный средневзвешенный срок, по опционам на акции, на 31 декабря 2012 года составляет 4,53 года (в 2011 году: 5,35 года). Диапазон цены исполнения по опционам в обращении на 31 декабря 2012 года составлял 13,00 – 26,47 долл. США за ГДР (в 2011 году: 13,00 – 26,47 долл. США). ЕОР 1 и ЕОР 2 являются планами на основе долевых инструментов по справедливой стоимости, которая оценивается на дату выдачи.

## 12.3 Требования Казахской Фондовой Биржи

11 октября 2010 года Казахская Фондовая Биржа («КФБ») утвердила новые листинговые требования, согласно которым Компания должна раскрывать общую сумму капитала за минусом прочих нематериальных активов (Примечание 7), деленную на общее количество акций в обращении на конец года. На 31 декабря 2012 года данный показатель на одну акцию составляет 19.572 тенге (на 31 декабря 2011 года: 18.437 тенге).

## 13. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

|  | 2012       | 2011       |
|--|------------|------------|
| Средневзвешенное количество всех акций в обращении | 69 301 529 | 70 803 127 |
| Прибыль за год                                     | 160 823    | 208 931    |
| Базовая и разводненная прибыль на акцию            | 2,32       | 2,95       |

Приведенное выше раскрытие включает как обыкновенные, так и привилегированные акции, так как владельцы привилегированных акций имеют равные права участия в распре-

делении дохода на акцию как и владельцы обыкновенных акций, что ведет к идентичному доходу на акцию для обоих классов акций.

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

## 14. ЗАЙМЫ

|  | 2012         | 2011          |
|--|--------------|---------------|
| Займы с фиксированной процентной ставкой       | 7 310        | 8 172         |
| Средневзвешенная эффективная процентная ставка | 7,35 %       | 7,19 %        |
| Займы с плавающей процентной ставкой           | –            | 79 793        |
| Средневзвешенные эффективные процентные ставки | –            | 3,88 %        |
| <b>Итого займов</b>                            | <b>7 310</b> | <b>87 965</b> |
| Текущая часть                                  | 2 462        | 54 931        |
| Долгосрочная часть                             | 4 848        | 33 034        |

5 июля 2012 года Компания полностью погасила основной долг и начисленное вознаграждение по нотам КМГ ПКИ Финанс на сумму 538,2 миллиона долл. США (80.011 миллионов тенге) и 20 миллионов долл. США (2.975 миллионов тенге), соответственно.

Займы по состоянию на 31 декабря 2012 года выражены в долларах США с дисконтированной ставкой вознаграждения и, в основном, относятся к обязательству по возмещению исторических затрат, понесенных Правительством до того, как Компания приобрела лицензии, срок которых истекает в 2023 году. Компания дисконтировала данное обязательство по ставке 7,93 % и учитывает эти займы по амортизированной стоимости.

дения и, в основном, относятся к обязательству по возмещению исторических затрат, понесенных Правительством до того, как Компания приобрела лицензии, срок которых истекает в 2023 году. Компания дисконтировала данное обязательство по ставке 7,93 % и учитывает эти займы по амортизированной стоимости.

## 15. РЕЗЕРВЫ

|                                     | Экологическое<br>обязательство | Налоги        | Обязательство по<br>выбытию активов | Прочее       | Итого         |
|-------------------------------------|--------------------------------|---------------|-------------------------------------|--------------|---------------|
| <b>На 1 января 2011 года</b>        | <b>19 801</b>                  | <b>11 685</b> | <b>14 622</b>                       | <b>5 379</b> | <b>51 487</b> |
| Дополнительные резервы              | –                              | 6 283         | 305                                 | 1 277        | 7 865         |
| Сторнирование неиспользованных сумм | –                              | (3 839)       | (9)                                 | –            | (3 848)       |
| Амортизация дисконта                | –                              | –             | 1 158                               | –            | 1 158         |
| Изменения в оценках                 | –                              | –             | 374                                 | –            | 374           |
| Использовано в течение года         | (1 273)                        | (2 002)       | (602)                               | (407)        | (4 284)       |
| <b>На 31 декабря 2011 года</b>      | <b>18 528</b>                  | <b>12 127</b> | <b>15 848</b>                       | <b>6 249</b> | <b>52 752</b> |
| Текущая часть                       | 1 432                          | 12 127        | 748                                 | 599          | 14 906        |
| Долгосрочная часть                  | 17 096                         | –             | 15 100                              | 5 650        | 37 846        |
| Дополнительные резервы              | –                              | 9 619         | 281                                 | 3 068        | 12 968        |
| Сторнирование неиспользованных сумм | –                              | (8 801)       | –                                   | –            | (8 801)       |
| Амортизация дисконта                | –                              | –             | 1 254                               | –            | 1 254         |
| Изменения в оценках                 | (958)                          | –             | (1 865)                             | –            | (2 823)       |
| Использовано в течение года         | (266)                          | –             | (399)                               | (439)        | (1 104)       |
| <b>На 31 декабря 2012 года</b>      | <b>17 304</b>                  | <b>12 945</b> | <b>15 119</b>                       | <b>8 878</b> | <b>54 246</b> |
| Текущая часть                       | 2 940                          | 12 945        | 809                                 | 625          | 17 319        |
| Долгосрочная часть                  | 14 364                         | –             | 14 310                              | 8 253        | 36 927        |

## 16. ДОХОДЫ

|                                   | 2012           | 2011           |
|-----------------------------------|----------------|----------------|
| Экспорт:                          |                |                |
| Сырая нефть                       | 720 262        | 655 595        |
| Внутренний рынок (Примечание 26): |                |                |
| Сырая нефть                       | 60 559         | 49 555         |
| Продукты переработки газа         | 7 700          | 7 339          |
| Продукты переработки              | 2 109          | 3 327          |
| Прочие продажи и услуги           | 6 540          | 5 378          |
|                                   | <b>797 170</b> | <b>721 194</b> |

**17. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ**

|                                  | 2012           | 2011           |
|----------------------------------|----------------|----------------|
| Вознаграждения работникам        | 82 959         | 65 323         |
| Услуги по ремонту и обслуживанию | 18 162         | 20 087         |
| Материалы и запасы               | 14 176         | 14 691         |
| Электроэнергия                   | 12 884         | 10 564         |
| Транспортные расходы             | 5 758          | 4 519          |
| Расходы по переработке           | 393            | 1 041          |
| Изменение остатков нефти         | (984)          | (3 919)        |
| Прочее                           | 7 014          | 5 159          |
|                                  | <b>140 362</b> | <b>117 465</b> |

**18. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ**

|  | 2012          | 2011          |
|--|---------------|---------------|
| Транспортные расходы                         | 53 122        | 49 578        |
| Вознаграждения работникам                    | 13 936        | 13 768        |
| Спонсорство                                  | 6 778         | 4 970         |
| Штрафы и пени (Примечания 26)                | 8 302         | 12 738        |
| Управленческий гонорар и комиссии по продаже | 4 169         | 8 752         |
| Консультационные и аудиторские услуги        | 1 382         | 1 669         |
| Услуги по ремонту и обслуживанию             | 1 339         | 840           |
| Прочее                                       | 4 060         | 6 205         |
|  | <b>93 088</b> | <b>98 520</b> |

**19. НАЛОГИ, КРОМЕ ПОДОХОДНОГО НАЛОГА**

|                                     | 2012           | 2011           |
|-------------------------------------|----------------|----------------|
| Рентный налог                       | 159 822        | 149 771        |
| Налог на добычу полезных ископаемых | 70 792         | 78 680         |
| Экспортная таможенная пошлина       | 36 429         | 46 979         |
| Налог на имущество                  | 4 373          | 3 454          |
| Прочие налоги                       | 2 755          | 5 144          |
|                                     | <b>274 171</b> | <b>284 028</b> |

**20. ОБЕСЦЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ**

|  | 2012          | 2011         |
|--|---------------|--------------|
| Обесценение в результате комплексной оценки (Примечание 4) | 75 000        | –            |
| Обесценение социальных объектов                            | 1 593         | 1 465        |
| Обесценение индивидуальных объектов                        | 419           | 188          |
|  | <b>77 012</b> | <b>1 653</b> |

**21. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ / РАСХОДЫ****21.1 Финансовый доход**

|  | 2012          | 2011          |
|--|---------------|---------------|
| Процентный доход по долговым инструментам НК КМГ (Примечание 23)                       | 11 403        | 14 064        |
| Процентный доход по вкладам в банках   | 7 306         | 10 575        |
| Доход от реализации прочих финансовых активов  | 5 546         | –             |
| Процентный доход по дебиторской задолженности от совместно контролируемого предприятия | 4 821         | 3 719         |
| Доход от реализации дочерней организации (Примечание 5)                                | 4 784         | –             |
| Процентный доход по финансовым активам, удерживаемым до погашения                      | 663           | 475           |
| Прочее   | 5             | 10            |
|  | <b>34 528</b> | <b>28 843</b> |

**21.2 Расходы на финансирование**

|  | 2012         | 2011         |
|--|--------------|--------------|
| Расходы по вознаграждению                                | 5 601        | 5 865        |
| Амортизация дисконта на обязательство по выбытию активов | 1 254        | 1 158        |
| Прочее   | 376          | 200          |
|  | <b>7 231</b> | <b>7 223</b> |

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

## 22. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, представлены следующим образом:

|                                      | 2012            | 2011           |
|--------------------------------------|-----------------|----------------|
| Корпоративный подоходный налог       | 77 993          | 50 059         |
| Налог на сверхприбыль                | 38 541          | 15 745         |
| <b>Текущий подоходный налог</b>      | <b>116 534</b>  | <b>65 804</b>  |
| Корпоративный подоходный налог       | (19 175)        | (1 938)        |
| Налог на сверхприбыль                | (4 433)         | (205)          |
| <b>Отсроченный подоходный налог</b>  | <b>(23 608)</b> | <b>(2 143)</b> |
| <b>Расходы по подоходному налогу</b> | <b>92 926</b>   | <b>63 661</b>  |

В следующей таблице приведена сверка ставки подоходного налога в Казахстане с эффективной ставкой налога Компании на прибыль до налогообложения.

|  | 2012        | 2011        |
|--|-------------|-------------|
| Прибыль до налогообложения   | 253 749     | 272 592     |
| Подоходный налог   | 92 926      | 63 661      |
| <b>Эффективная ставка налога</b>                                     | <b>37 %</b> | <b>23 %</b> |
| Ставка подоходного налога, установленная законодательством           | 20 %        | 20 %        |
| Увеличение/ (уменьшение) в результате:                               |             |             |
| Доход от прироста стоимости при реорганизации Компании               | 5 %         | 0 %         |
| Налог удерживаемый у источника выплат                                | 1 %         | 0 %         |
| Налогов на сверхприбыль  | 12 %        | 5 %         |
| Корпоративного подоходного налога за предыдущие годы                 | 3 %         | 2 %         |
| Доля в результатах ассоциированных компаний и совместных предприятий | (5 %)       | (6 %)       |
| Дохода, необлагаемого налогом  | (2 %)       | (1 %)       |
| Изменения в резерве по налогам                                       | 1 %         | 1 %         |
| Расходы, не относимые на вычеты                                      | 2 %         | 2 %         |
| <b>Эффективная ставка налога</b>                                     | <b>37 %</b> | <b>23 %</b> |

В течение 2012 года Компания произвела реорганизацию, в ходе которой бывшие производственные филиалы Узеньмунайгаз и Эмбамунайгаз были выделены в отдельные дочерние организации АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». Все основные средства бывших производственных филиалов были переданы вновь созданным предприятиям по справедливой стоимости в соответствии

с казахстанским законодательством. В результате Компания понесла существенный расход по подоходному налогу от прироста капитала, что также привело к увеличению налога на сверхприбыль по контрактам на месторождениях Узень, Тенгиз и 23 месторождения.

Изменения в активах по отсроченному налогу, относящемуся к КПН и НСП, представлены следующим образом:

|  | Основные средства и нематериальные активы | Резервы        | Налоги          | Прочее         | Итого           |
|--|---|----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| <b>На 1 января 2011 года</b>                             | <b>10 824</b>                             | <b>(1 469)</b> | <b>(11 746)</b> | <b>(4 187)</b> | <b>(6 578)</b>  |
| Отсроченные налоги, полученные при объединении бизнеса   | 1 320                                     | –              | –               | –              | 1 320           |
| Признано в составе прибылей и убытков                    | (843)                                     | (175)          | (930)           | (195)          | (2 143)         |
| <b>На 31 декабря 2011 года</b>                           | <b>11 301</b>                             | <b>(1 644)</b> | <b>(12 676)</b> | <b>(4 382)</b> | <b>(7 401)</b>  |
| Потеря контроля над дочерней организацией (Примечание 5) | (959)                                     | –              | –               | –              | (959)           |
| Признано в составе прибылей и убытков                    | (21 724)                                  | (518)          | (1 295)         | (71)           | (23 608)        |
| <b>На 31 декабря 2012 года</b>                           | <b>(11 382)</b>                           | <b>(2 162)</b> | <b>(13 971)</b> | <b>(4 453)</b> | <b>(31 968)</b> |

### 23. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Категория «организации под общим контролем» включает организации, контролируемые Материнской компанией. Категория «прочие организации под государственным контролем» включает организации, контролируемые ФНБ «Самрук-Қазына», за исключением банков, контролируемых ФНБ «Самрук-Қазына». «БТА Банк» и «Альянс Банк» являются связанными сторонами, так как контролируются ФНБ «Самрук-Қазына», и «Казкоммерцбанк» является свя-

занной стороной, так как ФНБ «Самрук-Қазына» владеет 21,2 % простых акций банка. Начиная с 2012 года Группа «Народного Банка Казахстана» не является связанной стороной Компании, так как более не контролируется членом Правления ФНБ «Самрук-Қазына».

Продажи и приобретения со связанными сторонами за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 годов и сальдо по сделкам со связанными сторонами на 31 декабря 2012 и 2011 годов, представлены следующим образом:

|   | 2012                        | 2011                        |
|---|-----------------------------|-----------------------------|
| <b>Продажи товаров и услуг (Примечание 16)</b>  |                             |                             |
| Организации под общим контролем   | 787 838                     | 711 888                     |
| Прочие организации под контролем государства  | 4 863                       | 7                           |
| Ассоциированные компании  | 708                         | 48                          |
| Совместные предприятия  | 329                         | 415                         |
| <b>Приобретения товаров и услуг (Примечания 17 и 18)</b>  |                             |                             |
| Организации под общим контролем   | 22 280                      | 22 852                      |
| Прочие организации под контролем государства  | 14 120                      | 11 916                      |
| Материнская компания  | 4 018                       | 8 320                       |
| Ассоциированные компании  | 1 130                       | 982                         |
| Аффилированные компании Народного Банка Казахстана  | –                           | 1 190                       |
| <b>Приобретение лицензий на разведку от Материнской компании</b>  | –                           | 5 745                       |
| <b>Проценты, начисленные по финансовым активам</b>  |                             |                             |
| Проценты, начисленные по Долговому инструменту  | 11 403                      | 14 064                      |
| Эффективная процентная ставка по инвестициям в Долговые инструменты НК КМГ – индексированные к долларам США / тенге | 7,00 %                      | 6,97 %                      |
| Доход от вознаграждения по займам совместным предприятиям   | 2 090                       | 779                         |
| Средняя процентная ставка по займам совместным предприятиям   | 15,00 %                     | 15,00 %                     |
| Казкоммерцбанк  | 1 082                       | 1 415                       |
| Средняя процентная ставка по депозитам  | 4,69 %                      | 6,65 %                      |
| Народный Банк Казахстана  | –                           | 4 598                       |
| Средняя процентная ставка по депозитам  | –                           | 2,69 %                      |
| <b>Убыток от переоценки справедливой стоимости выданных займов</b>  |                             |                             |
| Совместные предприятия  | 2 049                       | 1 312                       |
| <b>Заработная плата и прочие кратковременные выплаты</b>  |                             |                             |
| Члены Совета директоров   | 121                         | 133                         |
| Члены Правления   | 207                         | 295                         |
| <b>Выплаты на основе долевых инструментов</b>   |                             |                             |
| Члены Совета директоров   | –                           | 1                           |
| Члены Правления   | 10                          | 36                          |
|   | <b>31 декабря 2012 года</b> | <b>31 декабря 2011 года</b> |
| <b>Денежные средства и их эквиваленты (Примечание 8)</b>  |                             |                             |
| Альянс Банк   | 208                         | –                           |
| Казкоммерцбанк  | 110                         | 925                         |
| БТА Банк  | 4                           | 15                          |
| Народный Банк Казахстана  | –                           | 37 009                      |
| <b>Финансовые активы (Примечание 8)</b>   |                             |                             |
| Инвестиции в Долговые инструменты НК КМГ – индексированный к долларам США / тенге                                   | 134 360                     | 188 029                     |
| Казкоммерцбанк  | 38 207                      | –                           |
| Народный Банк Казахстана  | –                           | 37 115                      |
| <b>Торговая и прочая дебиторская задолженность (Примечание 5, 8 и 9)</b>  |                             |                             |
| Организации под общим контролем   | 104 593                     | 85 156                      |
| Совместные предприятия  | 31 506                      | 28 107                      |
| Прочие организации под контролем государства  | 1 106                       | 755                         |
| Аффилированные компании Народного Банка Казахстана  | –                           | 38                          |
| <b>Торговая кредиторская задолженность</b>  |                             |                             |
| Материнская компания  | 1 125                       | 777                         |
| Ассоциированные компании  | 837                         | 723                         |
| Организации под общим контролем   | 512                         | 456                         |
| Прочие организации под контролем государства  | 101                         | 244                         |

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

## ПРОДАЖИ И ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Продажи связанным сторонам представляют собой в основном экспортные и внутренние продажи сырой нефти и нефтепродуктов предприятиям группы НК КМГ. Экспортные продажи связанным сторонам составили 6.078.074 тонны сырой нефти в 2012 году (в 2011 году: 5.758.008 тонн). Цены реализации сырой нефти определяются со ссылкой на котировки Platt's, скорректированные на стоимость фрахта, маржи трейдера и скидок на разницу в качестве. Средняя цена за тонну по таким продажам на экспорт составляла приблизительно 122.103 тенге в 2012 году (в 2011 году: 117.830 тенге).

Кроме того, Компания поставляет нефтегазовые продукты на внутренний рынок через дочернюю организацию Материнской компании в соответствии с постановлением Правительства Казахстана, являющимся конечным контролирующим акционером Материнской компании. Такие поставки на внутренний рынок составили 1.595.399 тонн от добытой сырой нефти в 2012 году (в 2011 году: 1.812.156 тонн). Цены реализации на внутреннем рынке определяются соглашением с Материнской компанией. В феврале 2012 года Компания пересмотрела график изменений цен реализации сырой нефти на внутреннем рынке, в том числе было достигнуто соглашение о поставках сырой нефти на внутренний рынок по цене 43.500 тенге за тонну с 1 июля 2012 года. Впоследствии, фактическая цена реализации на внутренний рынок была ниже и составила 38.000 тенге за тонну в период с 20 июля по 30 сентября 2012 года и 40.000 тенге за тонну в период с 1 октября по 31 декабря 2012 года. Согласно Уставу Компании такие снижения цен признаются как сделки со связанными сторонами и должны быть одобрены Независимыми Директорами Компании, но такового утверждения со стороны Независимых Директоров в течение 2012 года получено не было. Таким образом, в 2012 году за поставленную на внутренний рынок нефть Компания получала в среднем 37.906 тенге за тонну сырой нефти, поставленную на внутренний рынок (в 2011 году: 27.290 тенге).

Торговая и прочая дебиторская задолженность связанных сторон представляет собой в основном суммы, относящиеся к операциям по экспортной реализации.

## ПРИБРЕТЕНИЯ И КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Комиссия за управленческие услуги Материнской компании составила 4.018 миллионов тенге в 2012 году (в 2011 году: 8.320 миллиона тенге). Агентское вознаграждение за продажи сырой нефти в 2012 году составило 151 миллион тенге (в 2011 году: 432 миллиона тенге). Услуги по транспортировке 5.198.600 тонн сырой нефти в 2012 году (в 2011 году: 5.475.921 тонна) были приобретены у дочерней организации Материнской компании за 18.457 миллионов тенге в 2012 году (в 2011 году:

17.161 миллион тенге). Остальные услуги, приобретенные у компаний группы НК КМГ, включают, в основном, платежи за охранные услуги, переработку и демередж.

## ВЫПЛАТЫ НА ОСНОВЕ ДОЛЕВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ЧЛЕНАМ ПРАВЛЕНИЯ

Выплаты на основе долевых инструментов членам Правления представляют собой амортизацию выплат на основе долевых инструментов в течение срока надления правами. В течение 2012 года Компания не предоставляла опционы (в 2011 году: 7.845 опциона по средней цене исполнения в размере 21,5 долл. США или 3.158 тенге).

## 24. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Компания имеет различные финансовые обязательства, такие как кредиты, займы, торговая и прочая кредиторская задолженность. Компания имеет различные финансовые активы, такие как дебиторская задолженность, краткосрочные и долгосрочные депозиты и денежные средства и их эквиваленты.

Компания подвержена риску изменения процентной ставки, валютному риску, кредитному риску, риску ликвидности и риску изменения цен на сырьевые товары. Финансовый Комитет Компании оказывает помощь руководству по надзору за мониторингом, и, где это будет сочтено целесообразным, минимизации рисков в соответствии с утвержденной политикой, такой как политика управления денежными средствами Компании.

## РИСК ИЗМЕНЕНИЯ ПРОЦЕНТНЫХ СТАВОК

Подверженность Компании риску изменения рыночной процентной ставки относилась в основном к плавающей ставке нот КМГ ПКИ Финанс, которые были полностью погашены 5 июля 2012 года (Примечание 14). На 31 декабря 2012 года Компания не имеет займов с плавающей процентной ставкой и не подвержена риску изменения процентных ставок.

## ВАЛЮТНЫЙ РИСК

Подверженность Компании риску изменения обменных курсов иностранной валюты, прежде всего, относится к операционной деятельности Компании, так как основная часть реализации деноминирована в долларах США, в то время как почти все расходы деноминированы в тенге, а также к инвестициям, деноминированным в иностранной валюте.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Компании до налогообложения (вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств) к достаточно возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров.

|             | Увеличение/ уменьшение курса тенге к курсу доллара США | Влияние на прибыль до налогообложения |
|-------------|--|---------------------------------------|
| <b>2012</b> |  |                                       |
| Доллар США  | + 10,00 %  | 66 855                                |
| Доллар США  | - 10,00 %  | (66 855)                              |
| <b>2011</b> |  |                                       |
| Доллар США  | + 10,00 %  | 53 299                                |
| Доллар США  | - 10,00 %  | (53 299)                              |

## КРЕДИТНЫЙ РИСК

Компания подвержена кредитному риску в связи с ее дебиторской задолженностью. Большую часть продаж Компания осуществляет аффилированному предприятию Материнской Компании и Компания имеет в отношении него существенную концентрацию риска по дебиторской задолженности (Примечания 8, 23). Дополнительная незначительная доля дебиторской задолженности распределена по однородным группам и постоянно оценивается на предмет обесценения на совокупной основе, в результате чего риск Компании по безнадежной задолженности является несущественным.

Компания также подвержена кредитному риску в результате осуществления своей инвестиционной деятельности. Компания, в основном, размещает вклады в казахстанских и зарубежных банках, а также приобретает облигации

Национального Банка. Кроме того, Компания приобрела долговой инструмент, выпущенный Материнской компанией (Примечание 8, 23).

Кредитный риск, связанный с остатками на счетах в финансовых учреждениях контролируется департаментом казначейства Компании в соответствии с политикой управления денежными средствами Компании, которая утверждается Советом директоров Компании. Максимальный размер чувствительности Компании к кредитному риску, возникающей от дефолта финансовых учреждений равна балансовой стоимости этих финансовых активов.

В следующей таблице показаны сальдо финансовых активов в банках и долговых инструментов НК КМГ на отчетную дату с использованием обозначений кредитных рейтингов «Standard & Poor's», если не указано иное.

## Рейтинг\*

| Банки                                    | Местонахождение               | 2012                | 2011                | 2012           | 2011           |
|--|-------------------------------|---------------------|---------------------|----------------|----------------|
| Инвестиции в Долговые инструменты НК КМГ | Казахстан                     | BBB- (стабильный)   | BBB- (стабильный)   | 134 360        | 188 029        |
| Народный Банк Казахстана                 | Казахстан                     | BB (стабильный)     | BB (стабильный)     | 131 207        | 74 124         |
| BNP Paribas                              | Франция                       | A+ (отрицательный)  | AA- (отрицательный) | 75 319         | 42 421         |
| HSBC Plc                                 | Великобритания                | AA- (отрицательный) | AA- (стабильный)    | 75 044         | 80 799         |
| Deutsche Bank                            | Германия                      | A+ (отрицательный)  | A+ (отрицательный)  | 47 328         | 19 524         |
| Национальный Банк Республики Казахстан   | Казахстан                     | BBB+ (стабильный)   | BBB+ (стабильный)   | 42 596         | 109 542        |
| ING Bank                                 | Нидерланды                    | A+ (отрицательный)  | A+ (стабильный)     | 41 873         | 484            |
| Казкоммерцбанк                           | Казахстан                     | B+ (отрицательный)  | B+ (стабильный)     | 38 317         | 925            |
| АТФ Банк (Moody's)                       | Казахстан                     | B1 (стабильный)     | Ba3 (отрицательный) | 37 696         | 62 417         |
| Citi Bank Kazakhstan                     | Казахстан                     | Не доступно         | Не доступно         | 26 247         | 19 534         |
| Citi Bank N.A.                           | Филиал в Великобритании       | A (отрицательный)   | A (отрицательный)   | 21 712         | 50 658         |
| RBS Казахстан                            | Казахстан                     | Не доступно         | Не доступно         | 13 208         | 18 028         |
| Credit Suisse                            | Британские Виргинские острова | A+ (отрицательный)  | A+ (отрицательный)  | 12 366         | 5 750          |
| HSBC Казахстан                           | Казахстан                     | BBB (стабильный)    | BBB (стабильный)    | 7 016          | 7 324          |
| Банк Центр Кредит (Moody's)              | Казахстан                     | B1 (отрицательный)  | B1 (отрицательный)  | 1 654          | 19             |
| Альянс Банк (Moody's)                    | Казахстан                     | B3 (отрицательный)  | B3 (стабильный)     | 208            | –              |
| HSBC Ltd.                                | Гонконг                       | AA – (стабильный)   | AA – (стабильный)   | –              | 31 147         |
| Royal Bank of Scotland NV                | Нидерланды                    | A (стабильный)      | A (стабильный)      | –              | 6 207          |
| Прочие                                   |                               |                     |                     | 195            | 273            |
|  |                               |                     |                     | <b>706 346</b> | <b>717 205</b> |

\* Источник: Интерфакс – Казахстан, Factiva, официальные сайты банков и рейтинговых агентств по состоянию на 31 декабря соответствующего года

## РИСК ЛИКВИДНОСТИ

Компания контролирует риск ликвидности, используя инструмент планирования текущей ликвидности. С помощью этого инструмента анализируются сроки платежей, связанных с финансовыми инвестициями и финансовыми активами (например, дебиторская задолженность, другие финансовые активы), а также прогнозируемые денежные потоки от операционной деятельности.

Целью Компании является поддержание баланса между непрерывностью финансирования и гибкостью посредством использования краткосрочных и долгосрочных вкладов в местных банках.

В следующей таблице представлена информация по срокам погашения финансовых обязательств Компании по состоянию на 31 декабря 2012 года на основании договорных недисконтированных платежей:

| Год, закончившийся 31 декабря 2011 года      | По востребованию | Менее 3 месяцев | 3-12 месяцев  | 1 год – 5 лет | Более 5 лет  | Итого          |
|--|------------------|-----------------|---------------|---------------|--------------|----------------|
| Займы  | –                | 588             | 54 343        | 33 706        | 3 113        | 91 750         |
| Торговая и прочая кредиторская задолженность | 48 680           | –               | –             | –             | –            | 48 680         |
|  | <b>48 680</b>    | <b>588</b>      | <b>54 343</b> | <b>33 706</b> | <b>3 113</b> | <b>140 430</b> |
| Год, закончившийся 31 декабря 2012 года      | По востребованию | Менее 3 месяцев | 3-12 месяцев  | 1 год – 5 лет | Более 5 лет  | Итого          |
| Займы  | –                | 271             | 2 262         | 4 646         | 2 002        | 9 181          |
| Торговая и прочая кредиторская задолженность | 82 255           | –               | –             | –             | –            | 82 255         |
|  | <b>82 255</b>    | <b>271</b>      | <b>2 262</b>  | <b>4 646</b>  | <b>2 002</b> | <b>91 436</b>  |

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

## РИСК ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН НА СЫРЬЕВЫЕ ТОВАРЫ

Компания подвержена риску изменения цен на сырую нефть, которые котируются в долларах США на международных рынках. Компания готовит ежегодные бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении разных уровней цен на сырую нефть в будущем.

## УПРАВЛЕНИЕ КАПИТАЛОМ

Капитал включает в себя весь собственный капитал Компании. Основной целью Компании в отношении управления капиталом является обеспечение стабильной кредитоспособности и нормального уровня достаточности капитала для ведения деятельности Компании и максимизации прибыли акционеров.

На 31 декабря 2012 года у Компании было устойчивое финансовое положение и консервативная структура капитала.

В дальнейшем, Компания намерена поддерживать структуру капитала, что дает ей гибкость и позволяет использовать возможности роста по мере их возникновения.

Компания управляет структурой капитала и изменяет ее в соответствии с изменениями экономических условий. С целью сохранения и изменения структуры капитала Компания может регулировать размер выплат дивидендов, возвращать капитал акционерам и выпускать новые акции. За годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 годов, не было внесено изменений в цели, политику и процедуры управления капиталом.

## 25. ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Ниже представлено сравнение балансовой и справедливой стоимости всех финансовых инструментов Компании по категориям:

|  | Балансовая стоимость |         | Справедливая стоимость |         |
|--|----------------------|---------|------------------------|---------|
|  | 2012                 | 2011    | 2012                   | 2011    |
| <b>Текущие финансовые активы</b>                                   |                      |         |                        |         |
| Срочные вклады в долларах США                                      | 333 218              | 169 806 | 333 218                | 169 806 |
| Денежные средства и их эквиваленты                                 | 154 705              | 206 512 | 154 705                | 206 512 |
| Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ                           | 134 360              | 219     | 134 360                | 219     |
| Финансовые активы, удерживаемые до погашения                       | 42 596               | 109 542 | 42 596                 | 109 542 |
| Срочные вклады в тенге   | 40 382               | 36 116  | 40 382                 | 36 116  |
| Вклады, удерживаемые до погашения, в британских фунтах стерлингов  | –                    | 6 207   | –                      | 6 207   |
| Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия | 3 895                | 1 361   | 3 895                  | 1 361   |
| <b>Долгосрочные финансовые активы</b>                              |                      |         |                        |         |
| Дебиторская задолженность от совместно контролируемого предприятия | 14 326               | 18 138  | 14 326                 | 18 138  |
| Заем к получению от совместного предприятия                        | 13 150               | 8 494   | 13 150                 | 8 494   |
| Срочные вклады в тенге   | 1 083                | 989     | 1 083                  | 989     |
| Прочие финансовые активы   | 2                    | 4       | 2                      | 4       |
| Инвестиции в долговые инструменты НК КМГ                           | –                    | 187 810 | –                      | 187 810 |
| <b>Финансовые обязательства</b>                                    |                      |         |                        |         |
| Займы с фиксированной процентной ставкой                           | 7 310                | 8 172   | 7 310                  | 8 172   |
| Займы с плавающей процентной ставкой                               | –                    | 79 793  | –                      | 79 793  |

Справедливая стоимость заёмных средств была рассчитана посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по существующим процентным ставкам. Справедливая стоимость финансовых активов была рассчитана с использованием рыночных процентных ставок.

## 26. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПОЛИТИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

В Казахстане продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности принимаемых правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

На экономику Республики Казахстан оказал воздействие мировой финансовый кризис. Несмотря на некоторые индикаторы восстановления экономики, по-прежнему существует неопределенность относительно будущего экономического роста, доступности капитала, а также стоимости капитала, что может негативно повлиять на финансовое положение, результаты операций и экономические перспективы Компании.

Хотя руководство уверено в том, что оно предпринимает соответствующие меры для поддержания устойчивости деятельности Компании в существующих условиях, непредвиденное дальнейшее ухудшение в описанных выше сферах, может оказать отрицательное влияние на финансовые результаты и финансовое положение Компании способом, который в настоящее время не поддается определению.

## ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПОСТАВКАМ ВНУТРЕННИЙ РЫНОК

Казахстанское правительство обязывает нефтедобывающие компании поставлять часть добытой сырой нефти на внутренний рынок. Так как цена по данным поставкам сырой нефти согласовывается с Материнской компанией, она может быть значительно ниже мировых цен и может даже устанавливаться на уровне себестоимости добычи (Примечание 23). В случае, если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем поставляемой Компанией в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше дохода, чем от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может оказать существенное и отрицательное влияние на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Компании.

В течение текущего года, в соответствии со своими обязательствами, Компания поставила 1.645.926 тонн нефти (в 2011 году: 1.951.356 тонн) на внутренний рынок, а совместное предприятие Казгермунай поставило 517.991 тонну сырой нефти (в 2011 году: 221.915 тонн) на внутренний рынок.

## НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2012 года.

Руководство Компании считает, что его интерпретация налогового законодательства является уместной, и что Компания имеет допустимые основания в отношении налоговой позиции.

12 июля 2012 года Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан завершил комплексную налоговую проверку Компании за 2006–2008 годы. По результатам налоговой проверки, начатой в октябре 2011 года, налоговым органом было произведено доначисление в размере 16.938 миллионов тенге, из которых сумма налога составила 5.800 миллионов тенге, административный штраф составил 7.160 миллионов тенге и пеня за несвоевременную уплату составила 3.978 миллионов тенге. Суммы налоговых доначислений относятся, в основном, к перераспределению определенных доходов и расходов по контрактам на недропользование, перераспределению расходов по демереджу по периодам, и корректировке доходов по нормам трансфертного ценообразования.

Компания не согласна с вышеперечисленными суммами доначислений и обратилась в Министерство финансов с обжалованием. Руководство Компании считает, что его интерпретация налогового обязательства была корректной. Однако, так как руководство Компании полагает, что исход обжалования является неопределенным и Компания не может быть полностью уверена в успешном исходе обжалования, ввиду двусмысленности различных интерпрета-

ций налогового законодательства и непоследовательности позиций уполномоченных и судебных органов, руководство компании приняло решение начислить резерв на определенные суммы налоговых доначислений.

По состоянию на 31 декабря 2012 года, существующий резерв по налогам был увеличен на 9.619 миллионов тенге, в том числе налог в размере 4.158 миллионов тенге, штраф 2.307 миллионов тенге и пеня 3.154 миллиона тенге (Примечание 15). Руководство Компании полагает, что сможет успешно обжаловать оставшуюся сумму доначислений налога, штрафа и пени.

В дополнение, Компания пересмотрела ранее установленные резервы по налогам за 2006–2008 годы для отражения фактических результатов налоговой проверки. В результате резерв по налогам был сторнирован на сумму 8.801 миллион тенге.

## ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Штрафы за нарушение законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды могут быть существенными. Кроме сумм, раскрытых в Примечании 15, руководство считает, что не существует вероятных экологических обязательств, которые могут существенно и негативно повлиять на финансовое положение Компании, отчет о прибылях и убытках или отчет о движении денежных средств.

## ЛИЦЕНЗИИ НА НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Компания является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно выполнения требований лицензий и соответствующих контрактов на недропользование. Руководство сотрудничает с государственными органами по согласованию исправительных мер, необходимых для разрешения вопросов, выявленных в ходе таких проверок. Невыполнение положений, содержащихся в лицензии, может привести к штрафам, пени, ограничению, приостановлению или отзыву лицензии. Руководство Компании считает, что любые вопросы, касающиеся несоблюдения условий контрактов или лицензий, будут разрешены посредством переговоров или исправительных мер и не окажут существенного влияния на финансовое положение Компании, отчет о совокупном доходе или отчет о движении денежных средств.

Месторождения нефти и газа Компании расположены на земле, принадлежащей Мангистауской и Атырауской областным администрациям. Лицензии выданы Министерством нефти и газа Республики Казахстан, и Компания уплачивает налог на добычу полезных ископаемых и налог на сверхприбыль для осуществления разведки и добычи нефти и газа на этих месторождениях.

Основные лицензии Компании и даты истечения срока их действия представлены в следующей таблице:

| Месторождение           | Контракт | Дата истечения срока действия |
|-------------------------|----------|-------------------------------|
| Узень (8 месторождений) | № 40     | 2021                          |
| Эмба (1 месторождение)  | № 37     | 2021                          |
| Эмба (1 месторождение)  | № 61     | 2017                          |
| Эмба (23 месторождения) | № 211    | 2018                          |
| Эмба (15 месторождений) | № 413    | 2020                          |

# ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В миллионах тенге, если не указано иное

## ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИЦЕНЗИЯМ НА НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

| Год       | Капитальные расходы | Операционные расходы |
|-----------|---------------------|----------------------|
| 2013      | 150 764             | 7 138                |
| 2014      | 5 685               | 4 324                |
| 2015      | 2 511               | 3 235                |
| 2016      | 61                  | 3 277                |
| 2017-2024 | –                   | 12 621               |
|           | <b>159 021</b>      | <b>30 595</b>        |

## ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПОСТАВКЕ СЫРОЙ НЕФТИ

У Компании есть обязательства по поставке нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок в соответствии с директивами Правительства (Примечание 23).

## ОБЯЗАТЕЛЬСТВА КАЗГЕРМУНАЙ

По состоянию на 31 декабря 2012 года доля Компании в договорных обязательствах Казгермунай представлена следующим образом:

| Год  | Капитальные расходы | Операционные расходы |
|------|---------------------|----------------------|
| 2013 | 4 593               | 4 109                |

## ОБЯЗАТЕЛЬСТВА UGL

В соответствии с лицензией UGL на разведку, участники договора купли-продажи акций согласовали обязательства по капитальным расходам с тем, чтобы выполнить мини-

мальную рабочую программу. На 31 декабря 2012 года доля Компании в обязательствах по капитальным расходам UGL представлены следующим образом:

| Год  | Капитальные расходы |
|------|---------------------|
| 2013 | 9 881               |
|      | <b>9 881</b>        |

## ОБЯЗАТЕЛЬСТВА KS EP INVESTMENTS

По состоянию на 31 декабря 2012 года доля Компании в договорных обязательствах KS EP Investments представлена следующим образом:

| Год  | Капитальные расходы | Операционные расходы |
|------|---------------------|----------------------|
| 2013 | 4 665               | 196                  |
| 2014 | 1 502               | 34                   |
|      | <b>6 167</b>        | <b>230</b>           |

## 27. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

### СМЕНА ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА

23 января 2013 года решением Совета Директоров господин Абат Нурсеитов был назначен генеральным директором Компании, сменив на этом посту господина Алика Айдарбаева.

Данная консолидированная финансовая отчётность подписана от имени Компании следующими лицами, состоящими в должностях, указанных по состоянию на 6 марта 2013 года:

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР



НУРСЕИТОВ А.А.

И.О. ЗАМЕСТИТЕЛЯ ГЕНЕРАЛЬНОГО  
ДИРЕКТОРА ПО ЭКОНОМИКЕ И ФИНАНСАМ



Б. ФРЕЙЗЕР, АСА

# ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ

## ГОДОВОЕ ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ

Годовое общее собрание акционеров состоится в 10 часов 30 минут, 21 мая 2013 г., по адресу:

г. Астана, Республика Казахстан, Кургальжинское шоссе, 2А, Гостиничный комплекс «Думан».

## ВЕБ-САЙТ

Информация о Компании, включая описание деятельности, пресс-релизы, годовые и промежуточные отчеты, доступна на корпоративном веб-сайте по адресу [www.kmger.kz](http://www.kmger.kz).

## ЗАПРОСЫ АКЦИОНЕРОВ

Акционеры Компании могут обращаться с запросами по заочному голосованию, дивидендам, уведомлению об изменении в личных данных и иным подобным вопросам к регистратору/депозитарию Компании:

- **Держатели простых и привилегированных акций:** АО «Единый регистратор ценных бумаг», 141, пр. Абылай хана, Алматы, Республика Казахстан, Тел.: +7 (727) 272 47 60
- **Держатели Глобальных Депозитарных Расписок (ГДР):** The Bank of New York Mellon, Shareholder Services, PO Box 358516, Pittsburgh PA 15252-8516, United States of America, Telephone +1 888 269 2377 (toll free within the USA), Telephone +1 201 680 6825 (outside USA), Email: [shrrelations@bnymellon.com](mailto:shrrelations@bnymellon.com), [www.adrbnymellon.com](http://www.adrbnymellon.com).

## КОЛИЧЕСТВО ВЫПУЩЕННЫХ АКЦИЙ:

|   | ПРОСТЫЕ АКЦИИ | ПРИВИЛЕГИРОВАННЫЕ АКЦИИ | ВСЕГО УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ <sup>(2)</sup> |
|---|---------------|-------------------------|---------------------------------------|
| КОЛИЧЕСТВО<br>ВЫПУЩЕННЫХ АКЦИЙ <sup>(1)</sup> | 70 220 935    | 4 136 107               | 74 357 042                            |

(1) Включает выкупленные ГДР для реализации опционной программы Компании, хранящиеся в доверительном управлении (на 31.12.2012 г. – 9 589 219 штук ГДР), а также акции и ГДР, выкупленные в соответствии с программой выкупа собственных акций (на 31.12.2012 г. – 14 386 605 штук ГДР и 130 093 простых акций и 2 073 276 привилегированных акций).

(2) Акции Компании находятся в обращении на Казахстанской Фондовой Бирже, а глобальные депозитарные расписки – на Лондонской фондовой бирже. Одна ГДР соответствует 1/6 простой акции.

## КОНТАКТНЫЕ ДАННЫЕ

### ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ ОФИС КОМПАНИИ

#### АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»

ул. Кабанбай Батыра 17, Астана, 010000, Республика Казахстан, Тел.: +7 (7172) 977 427, Факс: +7 (7172) 977 426

### СВЯЗЬ С ОБЩЕСТВЕННОСТЬЮ

#### (для запросов СМИ)

Тел.: +7 (7172) 977 915, Факс: +7 (7172) 977 924, Жанна Ойшыбаева, e-mail: [pr@kmger.kz](mailto:pr@kmger.kz)

### КОРПОРАТИВНЫЙ СЕКРЕТАРЬ

#### (запросы акционеров)

Тел.: +7 (7172) 975 413, Факс: +7 (7172) 977 633, Асхат Касенов, e-mail: [a.kasenov@kmger.kz](mailto:a.kasenov@kmger.kz)

### СВЯЗЬ С ИНВЕСТОРАМИ

#### (запросы институциональных инвесторов)

Тел.: +7 (7172) 975 433, Факс: +7 (7172) 975 445, Асель Калиева, e-mail: [ir@kmger.kz](mailto:ir@kmger.kz)

### АУДИТОРЫ

#### ТОО Эрнст энд Янг Казахстан

ул. Фурманова, 240/Г, Алматы, 050059, Республика Казахстан, Тел.: +7 (727) 258 59 60, Факс: +7 (727) 258 59 61,

### РЕГИСТРАТОР

#### АО «Единый регистратор ценных бумаг»

141, пр. Абылай хана, Алматы, 000000, Республика Казахстан, Тел.: +7 (727) 272 47 60

### БАНК – ДЕПОЗИТАРИЙ

#### (для держателей ГДР)

The Bank of New York Mellon, Shareholder Services, PO Box 358516, Pittsburgh PA 15252-8516, United States of America, Тел.: +1 888 269 2377, Тел.: +1 201 680 6825, email: [shrrelations@bnymellon.com](mailto:shrrelations@bnymellon.com), [www.adrbnymellon.com](http://www.adrbnymellon.com).

# СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

## СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

|  |   |
|--|---|
| CCEL   | CCEL (CITIC Canada Energy Limited, 100% владелец CCPL, ранее Nations Energy Company Ltd, разрабатывает месторождение Каражанбас). Владеет 95% долей в АО «Каражанбасмунай»  |
| Gaffney, Cline & Associates                  | Независимая международная консалтинговая компания, специализирующаяся на оценке запасов углеводородов   |
| KASE / КФБ                                   | Казахстанская Фондовая Биржа  |
| KPI  | ТОО «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.» является оператором Проекта «Строительство первого интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области»  |
| LSE / ЛФБ                                    | Лондонская Фондовая Биржа   |
| MOL  | Крупнейшая нефтегазовая компания Венгрии занимающаяся разведкой и добычей, транспортировкой углеводородов, а также эксплуатацией сети магистральных газопроводов  |
| Standard & Poor's/ Moody's                   | Международное рейтинговое агентства, которые занимаются присвоением краткосрочных и долгосрочных кредитных рейтингов  |
| АНПЗ   | ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»  |
| Барр.  | Баррель   |
| КОА  | ТОО «Казахойл Актобе»   |
| КТМ  | ТОО «Казахтуркмунай»  |
| КГМ  | ТОО «СП «Казгермунай»   |
| КБМ  | АО «Каражанбасмунай» (пожалуйста, смотрите CCEL)  |
| Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК)   | Нефтепровод, соединяющий месторождение Тенгиз в Казахстане с российским портом Новороссийск на Черном море, является важным маршрутом транспортировки нефти с берегов Каспийского моря на международный рынок   |
| Категория 1Р                                 | Доказанные запасы   |
| Категория 2Р                                 | Доказанные и вероятные запасы   |
| Категория 3Р                                 | Доказанные, вероятные и возможные запасы  |
| Китайская инвестиционная корпорация (CIC)    | Государственный инвестиционный фонд КНР. Основная миссия CIC – осуществление долгосрочных инвестиций для снижения рисков финансовой деятельности на благо своих акционеров  |
| ККМГ   | Казахстанско-Китайский магистральный газопровод   |
| ККТ  | Казахстанско-Китайский трубопровод  |
| КПН  | Корпоративный подоходный налог  |
| Коэффициенты баррелизации                    | Для РД КМГ – 7,36 барр. за тонну; КГМ – 7,70; КБМ – 6,68; ПКИ – 7,75; другие – 7,33   |
| ММГ  | АО «Мангистаумунайгаз»  |
| НДПИ   | Налог на добычу полезных ископаемых   |
| НГДУ   | Нефтегазодобывающее управление  |
| НПС  | Нефтеперекачивающая станция   |
| НСП  | Налог на сверхприбыль   |
| НК КМГ (Национальная Компания «КазМунайГаз») | Государственная нефтегазовая компания Республики Казахстан, в форме акционерного общества, 100 процентов акций которого принадлежат Фонду национального благосостояния «Самрук-Қазына».   |
| ОМГ  | АО «Озенмунайгаз» – один из двух производственных активов компании РД КМГ, который действует на 2 основных месторождениях в Мангистауской области.  |
| ПКИ  | ПетроКазахстан Инк.   |
| ПКОП   | ПетроКазахстан Ойл Продактс   |
| ПНХЗ   | ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»  |
| РД КМГ                                       | АО «Разведка Добыча «КазМунайгаз»   |
| Рейтинг GAMMA                                | Рейтинг GAMMA (аббревиатура от английских слов governance, accountability, management metrics & analysis) – отражает мнение Службы рейтингов корпоративного управления Standard & Poor's об относительных плюсах и минусах практики корпоративного управления конкретной компании с точки зрения защиты инвесторов от возможной потери стоимости или упущенных возможностей для создания стоимости – вследствие недостатков в системе корпоративного управления. Практика и политика корпоративного управления оцениваются с помощью рейтинговой методологии Standard & Poor's, которая агрегирует положения международных кодексов, принципов и рекомендаций в отношении наилучшей практики корпоративного управления. |
| СБС (СапаБарлау Сервис)                      | ТОО «РД КМГ Разведочные активы» (ранее СапаБарлау Сервис) владеет лицензией по контракту на недропользование № 2193 (выданной в ноябре 2006 г.) на разведку нефти и газа на месторождении «Жаркамыс Восточный-1» в Актюбинской области  |
| СНГ  | Союз Независимых Государств   |
| ТП   | ЗАО «Тургай Петролеум»  |
| Тыс. барр.                                   | Тысяч баррелей  |
| Тыс. барр. сут.                              | Тысяч баррелей в сутки  |
| УБР  | ПСП Управление буровых работ  |
| Узень – Атырау – Самара (УАС)                | Нефтепроводной маршрут протяженностью 1 500 километров, проходящий по территории Атырауской и Мангистауской областей в Россию   |
| УТТиОС                                       | ТОО «Управление технологического транспорта и обслуживания скважин»   |
| Фонд «Самрук-Қазына»                         | Фонд Национального благосостояния по управлению государственными активами, акциями национальных компаний и финансовых институтов развития Казахстана.   |
| ЦДНГ   | Цех добычи нефти и газа   |
| ЦПС  | Центральный пункт сбора   |
| ЭМГ  | АО «Эмбамунайгаз» – один из двух производственных активов компании РД КМГ, действующий на 40 месторождениях в Атырауской области на западе Казахстана   |
| ЭТП  | Экспортная таможенная пошлина   |



